



RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO 2024

PERFIL CORPORATIVO

A Auren Participações S.A., anteriormente denominada AES Brasil Energia S.A., é uma companhia de capital aberto, que tem por objetivo principal exercer o controle de sociedades que atuam majoritariamente nos setores de geração e comercialização de energia elétrica renovável e comercialização de energia. A Auren Participações é controlada direta da Auren Energia S.A. ("Auren Energia") e possui um portfólio diversificado de geração de energia elétrica renovável. As usinas hidricas, eólicas e solares da Companhia totalizam 5,2 GW de capacidade instalada totalmente contratada.

DESEMPENHO OPERACIONAL

Fonte Hídrica
A receita decorrente da geração hídrica está relacionada à estratégia de alocação de energia adotada pela Companhia, e não diretamente ao seu volume de geração, uma vez que as hidrelétricas fazem parte do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), instrumento de compartilhamento do risco hidrológico. O índice de disponibilidade verificada das principais Usinas Hidrelétricas da Companhia, como, Água Vermelha, Promissão e Nova Avanhandava - que representam 74,5% da capacidade hidrelétrica da Companhia considerando o total das UHEs próprias e PCHs -, encontram-se acima dos valores de referência estabelecidos pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Para as usinas, cujos valores estão abaixo das referências, foi definida uma estratégia de revisão das manutenções plurianuais, visando aumentar a disponibilidade desses ativos e garantir maior segurança operacional ao longo dos anos.

Como reflexo do cenário hidrológico do período, o volume total de energia bruta gerada pelas usinas hidrelétricas da Auren Participações atingiu 8.522 GWh em 2024, 30% abaixo do registrado no mesmo período de 2023 (12.197 GWh).

Fonte Eólica
A geração eólica bruta atingiu 6.095 GWh em 2024, 24% superior ao mesmo período do ano anterior (4.903 GWh). O crescimento no volume de geração é explicado, principalmente, pela entrada em operação faseada dos Complexos Eólicos Tucano e Cajúina. A partir de 17 de setembro de 2024, o ONS implementou uma nova metodologia para restrição de geração, adotando uma abordagem mais ampla, que prioriza áreas com maior sobrecarga no sistema elétrico. Segundo o Operador, a nova metodologia aumenta a confiabilidade do SIN e permite uma distribuição mais equilibrada das restrições de geração, evitando que sejam concentradas em um grupo específico de geradores ou em determinadas regiões. Essas mudanças, aliadas à entrada em operação da linha de transmissão Pacatuba e às características sazonais do recurso eólico, contribuíram para a redução da profundidade dos cortes de geração observados nos ativos no quarto trimestre de 2024 em relação ao observado no terceiro trimestre.

Fonte Solar
Os complexos solares registraram geração bruta de 548 GWh em 2024, redução de 2% em relação ao 2023 (561 GWh).

DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO

Auren Participações Consolidado - R\$/mil				2024	2023	Var
Receita operacional líquida				3.877.643	3.431.516	13%
Custo de produção e operação de energia				(2.940.713)	(2.196.958)	34%
Lucro Bruto				936.930	1.234.558	-24%

Auren Participações Consolidado - R\$/mil				2024	2023	Var
Gerais e administrativas				(207.187)	(196.017)	6%
Outras (despesas) receitas operacionais				(10.782)	(6.817)	58%
Total das Despesas e Receitas Operacionais				(217.969)	(202.834)	7%
Resultado Antes do Resultado Financeiro e dos Tributos				718.961	1.031.724	-30%
Receitas financeiras				317.924	485.567	-35%
Despesas financeiras				(1.318.069)	(1.117.787)	18%
Total do Resultado Financeiro				(1.000.145)	(632.220)	58%
Resultado de equivalência patrimonial				(9.558)	8.836	-208%
Resultado Antes dos Tributos Sobre o Lucro				(290.742)	408.340	-171%
Imposto de renda e contribuição social correntes				(98.984)	(102.314)	-3%
Imposto de renda e contribuição social diferidos (Prejuízo) Lucro Líquido do Exercício				(319.071)	333.287	-196%

No período, o lucro bruto totalizou R\$ 936,9 milhões, -24% se comparado ao mesmo período do ano anterior, explicado principalmente pelo aumento do custo de energia em 2024, em função de novos contratos de compra de energia para equilibrar o balanço energético da Companhia de modo a suprir exposições ao MRE e garantir o fornecimento de energia em um cenário de geração abaixo do esperado e em razão de curtailment, impactado pela menor geração dos parques eólicos com energia comercializada no Ambiente de Contratação Livre (ACL).

Despesas e Receitas Operacionais
As despesas e receitas operacionais somaram R\$ 218,0 milhões no acumulado do ano, aumento de 7% em relação 2023 (R\$ 202,8 milhões). Além do impacto da inflação e do crescimento da Companhia, com a entrada em operação faseada dos Complexos Tucano e Cajúina, foram registrados eventos não recorrentes que aumentaram os custos e despesas em 2024 relacionados à integração devido à combinação de negócios entre a Auren Participações e Auren Energia.

Resultado Financeiro
O resultado financeiro líquido registrado em 2024 foi negativo em R\$ 1.000,1 milhões, em comparação com o montante negativo de R\$ 632,2 milhões registrado em 2023. As receitas financeiras somaram R\$ 317,9 milhões em 2024, 35% inferior à 2023 (R\$ 485,5 milhões), reflexo, principalmente, da redução no rendimento de aplicações financeiras decorrente do menor saldo de caixa e aplicações financeiras na comparação entre os períodos.

As despesas financeiras totalizaram R\$ 1.318,1 milhões no acumulado do ano (vs R\$ 1.117,8 milhões em 2023), principalmente influenciadas pela redução nos juros capitalizados em função da entrada em operação total do Complexo Eólico Cajúina 1, e da operação faseada dos Complexos Tucano e Cajúina 2. **(Prejuízo) Lucro Líquido**
Como resultado dos fatores mencionados e à redução da equivalência patrimonial, a Auren Participações registrou prejuízo líquido de R\$ 319,1 milhões em 2024 (vs lucro líquido de R\$ 333,3 milhões em 2023).

São Paulo, 24 de fevereiro de 2025

BALANÇO PATRIMONIAL
Exercícios findos em 31 de dezembro
(Em milhares de reais)

	Controladora			Consolidado			Controladora						Consolidado						
	Notas	Reapresentado		Reapresentado	Reapresentado	Reapresentado	Notas	31/12/2024		31/12/2023		01/01/2023		31/12/2024	31/12/2023		01/01/2023		
		31/12/2024	31/12/2023					01/01/2023	31/12/2024	31/12/2023	01/01/2023	31/12/2024	31/12/2023		01/01/2023	31/12/2024	31/12/2023	01/01/2023	
ATIVO CIRCULANTE																			
Caixa e equivalentes de caixa	3	220.466	342.908	387.056	1.909.716	2.014.945	3.783.572												
Fundo de liquidez - Conta reserva	3	-	-	-	6.194	-	-												
Contas a receber de clientes	4	-	-	-	501.928	375.660	335.767												
Imposto de renda e contribuição social a recuperar	5	194	9.841	8.045	107.995	101.211	94.268												
Outros tributos a recuperar	5	-	-	-	8.652	4.614	6.813												
Instrumentos financeiros																			
derivativos	31.1	115.555	-	-	396.235	31.527	69.256												
Cauções e depósitos vinculados	7	742	678	-	4.307	37.320	287.185												
Conta de ressarcimento	8	-	-	-	3.203	9.718	21.074												
Dividendos a receber	30	110.423	9.939	-	-	9.523	-												
Outros ativos	9	1.737	419	91	233.145	187.688	180.567												
TOTAL ATIVO CIRCULANTE		449.117	363.785	395.192	3.171.375	2.772.206	4.778.502												
ATIVO NÃO CIRCULANTE																			
Fundo de liquidez - Conta reserva	3	-	-	-	660.836	-	-												
Imposto de renda e contribuição social a recuperar	5	29.576	18.509	9	106.576	75.235	10.414												
Tributos diferidos	7	465	2.081	966	173.514	127.958	129.287												
Cauções e depósitos vinculados	6	104	74	-	8.118	577.380	327.836												
Instrumentos financeiros																			
derivativos	31.1	-	-	-	60.967	34.941	585												
Conta de ressarcimento	8	-	-	-	6.038	7.854	4.157												
Outros ativos	9	1.059	1.010	-	38.543	35.604	39.471												
Investimentos em controladas e joint ventures	10	5.484.796	6.105.386	5.300.840	106.817	106.852	107.539												
Imobilizado, líquido	11	9.175	1.001	2.460	13.816.126	13.691.750	11.173.804												
Intangível, líquido	12	-	1.232	113	1.858.492	2.050.140	2.360.851												
TOTAL ATIVO NÃO CIRCULANTE		5.525.175	6.129.293	5.304.388	16.836.027	16.707.714	14.153.944												
TOTAL DO ATIVO		5.974.292	6.493.078	5.699.580	20.007.402	19.479.920	18.932.446												

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis

DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO
Exercícios findos em 31 de dezembro
(Em milhares de reais)

	Notas	Controladora		Consolidado	
		2024	2023	2024	2023
		Receita operacional líquida	25	-	-
Custo de produção e operação de energia	26	-	-	(2.940.713)	(2.196.958)
LUCRO BRUTO				936.930	1.234.558
Gerais e administrativas	27	(36.174)	(21.262)	(207.187)	(196.017)
Outras (despesas) receitas operacionais	28	(2.298)	493	(10.782)	(6.817)
TOTAL DAS DESPESAS E RECEITAS OPERACIONAIS		(38.472)	(20.769)	(217.969)	(202.834)
RESULTADO ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO E DOS TRIBUTOS		(38.472)	(20.769)	718.961	1.031.724
Receitas financeiras		22.388	90.142	317.924	485.567
Despesas financeiras		(196.289)	(269.265)	(1.318.069)	(1.117.787)
TOTAL DO RESULTADO FINANCEIRO	29	(173.901)	(179.123)	(1.000.145)	(632.220)
Resultado de equivalência patrimonial	10	(208.375)	333.983	(9.558)	8.836
RESULTADO ANTES DOS TRIBUTOS SOBRE O LUCRO		(420.748)	134.091	(290.742)	408.340
Imposto de renda e contribuição social correntes		-	-	(98.984)	(102.314)
Imposto de renda e contribuição social diferidos		11	(50)	70.655	27.261
TOTAL DOS TRIBUTOS SOBRE O LUCRO	6	11	(50)	(28.329)	(75.053)
LUCRO LÍQUIDO (PREJUÍZO) DO EXERCÍCIO		(420.737)	134.041	(319.071)	333.287
Atribuído a acionistas da empresa controladora		(420.737)	134.041	(420.737)	134.041
Atribuído a acionistas não controladores		-	-	101.666	199.246
Lucro (prejuízo) por ação (em reais)					
Básico e Diluído	24.1	(0,67994)	0,22269	(0,67994)	0,22269

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis

DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO ABRANGENTE
Exercícios findos em 31 de dezembro
(Em milhares de reais)

	Notas	Controladora		Consolidado	
		2024	2023	2024	2023
		LUCRO LÍQUIDO (PREJUÍZO) DO EXERCÍCIO		(420.737)	134.041
Outros resultados abrangentes					
- Itens que não serão reclassificados para o resultado no futuro					
Efeito reflexo sobre remensuração da obrigação com previdência privada		49.388	7.873	-	-
Remensuração da obrigação de benefício definido		-	-	74.831	11.929
Imposto de renda e contribuição social sobre remensuração da obrigação de benefício definido		-	-	(25.443)	(4.056)
Efeito reflexo sobre remensuração da obrigação com PIA		1.873	(1.142)	2.838	2.838
Remensuração da obrigação com PIA		-	-	(965)	(1.730)
Imposto de renda e contribuição social sobre remensuração da obrigação com PIA		-	-	-	588
- Itens que serão reclassificados para o resultado no futuro					
Equivalência patrimonial sobre hedge de fluxo de caixa de controlada		(9.725)	56.736	-	-
Imposto de renda e contribuição social diferidos		3.339	(20.729)	-	-
Hedge de fluxo de caixa	31	3.954	(3.377)	(5.487)	53.643
Imposto de renda e contribuição social diferidos sobre Hedge de fluxo de caixa		6.1	(1.627)	1.165	1.712
Opção de recompra de participação acionária	21	(2.009)	(1.690)	(2.009)	(1.690)
TOTAL DE RESULTADOS ABRANGENTES DO EXERCÍCIO, LÍQUIDO DE IMPOSTOS		(375.544)	172.877	(273.594)	372.407
Atribuído a acionistas da empresa controladora		(375.544)	172.877	(375.544)	172.877
Atribuído a acionistas não controladores		-	-	101.950	199.530

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis

DEMONSTRAÇÃO DO VALOR ADICIONADO
Exercícios findos em 31 de dezembro
(Em milhares de reais)

	Notas	Controladora		Consolidado	
		2024	2023	2024	2023
		1. RECEITAS			
Receita bruta de venda de energia		-	-	5.501.100	7.147.359
Outras receitas operacionais		-	-	4.588.448	3.963.857
Receitas relativas à construção de ativos próprios		-	-	16.482	147.886
2. INSUMOS ADQUIRIDOS DE TERCEIROS		(12.675)	(6.031)	(3.202.028)	(4.381.281)
Materiais		(165)	(91)	(822.431)	(1.260.579)
Serviços de terceiros		(7.321)	(6.398)	(355.451)	(1.755.015)
Custo da energia comprada e transmissão		-	-	(1.861.950)	(1.206.583)
Outros custos operacionais		(5.189)	458	(162.196)	(159.104)
3. VALOR ADICIONADO BRUTO		(12.675)	(6.031)	2.299.072	2.766.078
4. RETENÇÕES		(1.400)	(1.327)	(805.748)	(930.760)
Depreciação e amortização		(1.400)	(1.327)	(805.748)	(930.760)
5. VALOR ADICIONADO LÍQUIDO PRODUZIDO PELA ENTIDADE					



*continuação

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS
31 de dezembro

(Valores expressos em milhares de reais - R\$, exceto quando indicado de outra forma)

Controladas	Contrato	Compradora	Energia anual contratada (MWh)		Preço Médio atualizado MWh (I)		Prazo		
			Energia anual contratada MWh (I)	Preço Médio atualizado MWh (I)	Inicial	Final	Índice de correção	Mês de reajuste	
Seraíma	3º LER/2010	CCEE	125.846	271,54	set/13	ago/33	IPCA	setembro	
Tanque	3º LER/2010	CCEE	111.988	271,54	set/13	ago/33	IPCA	setembro	
Ventos do Nordeste	3º LER/2010	CCEE	88.476	271,54	set/13	ago/33	IPCA	setembro	
Subtotal			1.551.238						
Complexo Eólico Ventus									
Miassaba 3	2º LER/2009	CCEE	184.316	349,81	jul/12	jun/32	IPCA	julho	
Reis dos Ventos 1	2º LER/2009	CCEE	160.999	351,42	jul/12	jun/32	IPCA	julho	
Reis dos Ventos 3	2º LER/2009	CCEE	165.102	352,11	jul/12	jun/32	IPCA	julho	
Subtotal			510.417						
Complexo Eólico Salinas e Mandacaru									
Embuaça	2º LER/2009	CCEE	96.360	347,51	jul/12	jun/32	IPCA	julho	
Icarai	2º LER/2009	CCEE	61.320	347,51	jul/12	jun/32	IPCA	julho	
Mar e Terra	2º LER/2009	CCEE	70.080	351,12	jul/12	jun/32	IPCA	julho	
Bela Vista	2º LER/2009	CCEE	96.360	351,10	jul/12	jun/32	IPCA	julho	
Santo Antônio de Pádua	12º LEN/2011	Distribuidoras	56.064	218,40	jan/16	ago/34	IPCA	janheiro	
São Cristóvão	12º LEN/2011	Distribuidoras	113.004	218,40	jan/16	ago/34	IPCA	janheiro	
São Jorge	12º LEN/2011	Distribuidoras	105.996	218,40	jan/16	ago/34	IPCA	janheiro	
Subtotal			599.184						
Complexo Eólico Vento de Araripe									
Ventos De Santo Onofre I	5º LER/2013	CCEE	146.292	205,63	set/15	ago/35	IPCA	Setembro	
Ventos De Santo Onofre II	5º LER/2013	CCEE	139.284	205,63	set/15	ago/35	IPCA	Setembro	
Ventos De Santo Onofre III	5º LER/2013	CCEE	140.160	205,63	set/15	ago/35	IPCA	Setembro	
Ventos De Santa Joana III	5º LER/2013	CCEE	125.268	205,63	set/15	ago/35	IPCA	Setembro	
Ventos De Santa Joana VI	5º LER/2013	CCEE	132.276	205,63	set/15	ago/35	IPCA	Setembro	
Ventos De Santa Joana VIII	5º LER/2013	CCEE	136.656	205,63	set/15	ago/35	IPCA	Setembro	
Ventos De Santa Joana XIV	5º LER/2013	CCEE	128.772	205,63	set/15	ago/35	IPCA	Setembro	
Subtotal			948.708						
Complexo Eólico Caetés									
Ventos De Santa Brígida I	5º LER/2013	CCEE	57.816	216,89	set/15	ago/35	IPCA	Setembro	
Ventos De Santa Brígida II	5º LER/2013	CCEE	128.772	216,89	set/15	ago/35	IPCA	Setembro	
Ventos De Santa Brígida III	5º LER/2013	CCEE	126.144	216,89	set/15	ago/35	IPCA	Setembro	
Ventos De Santa Brígida IV	5º LER/2013	CCEE	122.840	216,89	set/15	ago/35	IPCA	Setembro	
Ventos De Santa Brígida V	5º LER/2013	CCEE	131.400	216,89	set/15	ago/35	IPCA	Setembro	
Ventos De Santa Brígida VI	5º LER/2013	CCEE	132.276	216,89	set/15	ago/35	IPCA	Setembro	
Ventos De Santa Brígida VII	5º LER/2013	CCEE	130.524	216,89	set/15	ago/35	IPCA	Setembro	
Subtotal			829.572						
Complexo Eólico Cassino									
Cassino I (Vento)	02º LFA/2010	Distribuidoras	77.964	310,29	jan/13	dez/32	IPCA	Novembro	
Cassino II (Wind)	02º LFA/2010	Distribuidoras	70.080	310,31	jan/13	dez/32	IPCA	Novembro	
Cassino III (Brisa)	02º LFA/2010	Distribuidoras	83.220	310,27	jan/13	dez/32	IPCA	Novembro	
Subtotal			231.264						
Total			4.670.383						

(I) Informações em MW não auditadas pelos auditores independentes.

1.3

Geração solar

Parque Gerador	Contrato/Leiação	Portaria MME/ANEEL	Publicação portaria	Vigência da autorização	Prazo de autorização	Ano de conclusão da planta	Unidades geradoras	Capacidade instalada MW (I)	Garantia física MWh (I)
Solar Guaimbé									
Guaimbé I	6º LER/2014	257/2015	15/06/15	15/06/50	35 anos	2018	22	30,0	5,9
Guaimbé II	6º LER/2014	258/2015	15/06/15	15/06/50	35 anos	2018	22	30,0	5,9
Guaimbé III	6º LER/2014	259/2015	15/06/15	15/06/50	35 anos	2018	22	30,0	5,9
Guaimbé IV	6º LER/2014	260/2015	15/06/15	15/06/50	35 anos	2018	22	30,0	5,9
Guaimbé V	6º LER/2014	261/2015	15/06/15	15/06/50	35 anos	2018	22	30,0	5,9
Subtotal							110	150,0	29,5
Solar Ouroeste									
Boa Hora 1	8º LER/2015	239/2016	10/06/16	09/06/51	35 anos	2019	22	23,0	5,3
Boa Hora 2	8º LER/2015	173/2016	12/05/16	11/05/51	35 anos	2019	22	23,0	5,3
Boa Hora 3	8º LER/2015	169/2016	10/05/16	09/05/51	35 anos	2019	22	23,0	5,3
Subtotal							66	69,0	15,9
Solar Água Vermelha									
AGV IV	25º LEN/2017	244/2018	14/06/18	13/06/53	35 anos	2019	22	15,2	4,0
AGV V	25º LEN/2017	243/2018	14/06/18	13/06/53	35 anos	2019	22	30,4	8,0
AGV VI	25º LEN/2017	242/2018	14/06/18	13/06/53	35 anos	2019	22	30,4	7,5
Subtotal							66	76,0	19,5
Solar Água Vermelha									
AGV VII	ACL	REA 10.648/2021	29/09/21	27/09/56	35 anos	2024	104	33,2	-
Subtotal							104	33,2	-
Total							346	328,2	64,9

(I) Informações em MW não auditadas pelos auditores independentes.

Em 31 de dezembro de 2024, a comercialização de energia contratada no Ambiente de Contratação Regulado (ACR) está conforme abaixo:

Controladas	Contrato	Compradora	Energia anual contratada (MWh)		Preço Médio atualizado MWh (I)		Prazo		
			Energia anual contratada MWh (I)	Preço Médio atualizado MWh (I)	Inicial	Final	Índice de correção	Mês de reajuste	
Solar Guaimbé									
Guaimbé I	6º LER/2014	CCEE	51.826	377,00	out/17	set/37	IPCA	Outubro	
Guaimbé II	6º LER/2014	CCEE	51.826	377,00	out/17	set/37	IPCA	Outubro	
Guaimbé III	6º LER/2014	CCEE	51.826	385,47	out/17	set/37	IPCA	Outubro	
Guaimbé IV	6º LER/2014	CCEE	51.826	385,47	out/17	set/37	IPCA	Outubro	
Guaimbé V	6º LER/2014	CCEE	51.826	385,47	out/17	set/37	IPCA	Outubro	
Subtotal			259.130						
Solar Ouroeste									
Boa Hora 1	8º LER/2015	CCEE	46.555	461,27	nov/18	out/38	IPCA	Novembro	
Boa Hora 2	8º LER/2015	CCEE	46.555	461,27	nov/18	out/38	IPCA	Novembro	
Boa Hora 3	8º LER/2015	CCEE	46.555	461,27	nov/18	out/38	IPCA	Novembro	
Subtotal			139.665						
Solar Água Vermelha									
AGV IV	25º LEN/2017	Distribuidoras	35.136	199,89	jan/21	dez/40	IPCA	Janeiro	
AGV V	25º LEN/2017	Distribuidoras	69.394	199,89	jan/21	dez/40	IPCA	Janeiro	
AGV VI	25º LEN/2017	Distribuidoras	69.394	201,50	jan/21	dez/40	IPCA	Janeiro	
Subtotal			173.924						
Total			572.719						

(I) Informações em MW não auditadas pelos auditores independentes.

1.4

Comercialização de energia

A Mesa de Operações de Comercialização de Energia da Companhia visa maximizar a performance do portfólio das empresas de geração do Grupo Auren. A proposta é incorporar inteligência para maximizar a receita no cenário de abundância/escassez dos recursos naturais e garantir uma postura resiliente, buscando vender o melhor preço possível para a energia disponível. A Mesa de Operações procura complementar a gestão do portfólio em todo o seu potencial, amparada pelos levantamentos estatísticos e mapas meteorológicos, além de suportar as áreas comercial e varejista.

1.5

Principais eventos ocorridos durante o exercício findo em 31 de dezembro de 2024

a. Cumprimento integral da obrigação de expansão

O Edital de Privatização previu a obrigação da controlada direta Auren Operações S.A. (anteriormente denominada AES Brasil Operações S.A.) de expandir a capacidade instalada do seu sistema de geração em, no mínimo, 15% no período de 8 anos contados a partir da data de assinatura do Contrato de Concessão, ocorrida em 20 de dezembro de 1999. O Edital também previu que esta expansão deveria ser realizada por meio da implantação de novos empreendimentos no estado de São Paulo ou por meio da contratação de energia de terceiros, proveniente de novos empreendimentos construídos no Estado de São Paulo, por prazo superior a cinco anos e respeitando as restrições regulamentares. De forma a cumprir com tal obrigação, a Companhia, logo após seu leilão de privatização, enviou esforços, sob o antigo modelo do setor elétrico, para ampliar seu parque gerador em 15%, que representam 398 MW.

Entretanto, a partir de 2004, sobrevieram profundas mudanças no ambiente regulatório do setor elétrico brasileiro, que tornaram o cumprimento da obrigação de expansão, na opinião da Administração, inviável. Desde então, a Companhia dialogou junto à Secretaria de Energia do Estado de São Paulo, com o objetivo de rever a obrigação de expansão para adequá-la à nova realidade setorial/regulamentar. A obrigação foi objeto de judicialização por parte do Estado de São Paulo em 2011, visando compelir a Companhia a cumprir com a obrigação conforme termo a Edital, sem levar em consideração as profundas mudanças experimentadas pelo setor elétrico brasileiro desde então. Assim, em 01 de outubro de 2018, a Companhia assinou acordo com o Estado de São Paulo, por meio do qual ambos concordaram em suspender o processo judicial por até 6 anos, a partir da homologação judicial do acordo que ocorreu em 22 de janeiro de 2019, com a finalidade de garantir as condições de execução do acréscimo de capacidade instalada em 398 MW, dada a nova realidade do mercado, no que se refere ao volume, forma e tempo, sem a imposição de qualquer penalidade.

Sobre o volume, o acordo em questão já considera documentos apresentados à época pela Companhia, comprovando parte da ampliação da capacidade instalada para atendimento do Acordo, totalizando 317 MW, de forma que, ainda nos termos do acordo, havia um saldo da obrigação de expansão remanescente de 81 MW.

Considerando a capacidade remanescente, no que se refere ao prazo, conforme destacado anteriormente, ficou então concedido 6 anos a partir da assinatura do instrumento. Já no que se refere a forma, o acordo poderia então ser cumprido considerando as opções abaixo:

i. Comercialização de energia de novos empreendimentos, a serem implantados em território paulista, em leilões de energia regulados pela ANEEL;

ii. Aquisição de empreendimentos existentes de geração centralizada ou distribuída em operação comercial, e/ou;

iii. Implantação de empreendimentos de geração centralizada ou distribuída para comercialização de energia elétrica no mercado livre.

Com relação ao item (iii) acima, há ainda uma regra que prevê a aplicação de um "Fator de Equivalência" ("FE") no saldo remanescente, em sendo esta a opção de expansão de capacidade instalada. O FE, conceitualmente, nada mais é do que a definição de requisitos para que se chegue a um valor equânime/correspondente de geração para a obrigação de expansão dada a conjuntura aqui já mencionada de menor demanda de energia e transformação do mercado de energia.

Uma vez cumprido o total da expansão, a Companhia estará dispensada do pagamento de qualquer penalidade por atraso.

Projetos vinculados à obrigação de expansão

Desde o início da concessão em 1999, com a finalidade de atender a obrigação de expansão, a capacidade instalada do sistema de geração de energia elétrica da controlada direta Auren Operações foi ampliada em 317 MW, sendo: 3 MW com a PCH São Joaquim, finalizada em 2011; 4 MW com a PCH São José, finalizada em 2012; dois contratos de longo prazo de compra de energia provenientes de biomassa de cana-de-açúcar, que totalizam 10 MW; aquisição, em 2018, do Complexo Solar Guaimbé com 150 MW; e construção, em 2019, do Complexo Ouroeste com 150 MW, ambos no Estado de São Paulo.

Dadas as formas disponíveis de expansão para potência remanescente, a Companhia optou pela implantação de empreendimentos de geração centralizada para comercialização de energia elétrica no mercado livre.

Escolheu essa opção, foi calculado o FE para encontrar o saldo remanescente equivalente. Para 2021, conforme previsão de atualização monetária, os valores atualizados dos parâmetros geram um FE atualizado de 2,87.

Dado que o período de atualização tem como base a data de outorga, informa-se que foi publicada a outorga da UFV Água Vermelha VII, no dia 29 de setembro de 2021, através da Resolução Autorizativa nº 10.648, de 28 de setembro de 2021. Assim, temos os valores, conforme abaixo:

Requisitos - Acordo Expansão São Paulo	Acordo 2021
Necessidade de expansão (MW)	81
Fator de Equivalência (FE): (VRES/CME)	2,87
VRES (Portaria 65/2018) (R\$/MWh) (i)	537,67
CME (R\$/MWh) (ii)	187,46
Expansão ponderada (MW/FE)	28,22

(i) VRES - Valor anual de referência

(ii) CME - Custo marginal de expansão

O saldo remanescente de expansão para cumprimento integral do acordo através de implantação de usinas no mercado livre é de 28,22 MW e dado que a UFV Água Vermelha VII possui uma capacidade instalada de 33,21 MW, estaria cumprida a obrigação em questão. Em 2021, a Companhia apresentou manifestação comprovando o atendimento à obrigação de expansão.

Em abril de 2022, o Governo do Estado se manifestou através de Manifestação Técnica da Secretaria de Infraestrutura e Meio Ambiente, em concordância técnica com toda a manifestação e documentação apresentada, restando apenas a comprovação da entrada em operação da UFV Água Vermelha VII, que ocorreu em 30 de julho de 2024, conforme despacho ANEEL nº 2.204/2024.

Em agosto de 2024 a Companhia enviou à Secretaria Estadual de Meio Ambiente, Infraestrutura e Logística - SEMIL SP, o relatório de comissionamento emitido pela Engenharia do Proprietário (MFPlan), empresa contratada para fiscalizar toda etapa de execução do empreendimento com o intuito de demonstrar que a obra foi executada conforme o projeto executivo. Além do relatório, foram enviados outros documentos (Licença de Instalação-LI, Licença de Operação-LO, Despacho da ANEEL liberando a operação comercial da UFV Água Vermelha VII, etc), evidenciando assim o cumprimento das diversas etapas e a plena operação da usina.

b. Combinação de negócios com a Auren Energia S.A.

Em 15 de maio de 2024, a Companhia comunicou ao mercado a celebração, após aprovação pelo seu Conselho de Administração, juntamente com a AES Holdings Brasil Ltda., a AES Holdings Brasil II Ltda., a Auren Energia S.A. ("Auren") e a ARN Holding Energia S.A. ("ARN"), o Acordo de Combinação de Negócios e Outras Avenças ("Acordo") por meio do qual, entre outras matérias, regularam a combinação de negócios entre a Companhia e a Auren, realizada por meio de reorganização societária que, ao final, resultou na conversão da Companhia em subsidiária integral da Auren, conforme as seguintes etapas, todas elas interdependentes e vinculadas entre si.

(I) A incorporação da totalidade das ações ordinárias de emissão da Companhia foi realizada via ARN, com a consequente entrega aos acionistas da Companhia de determinado número de ações ordinárias (ONs) e ações compulsoriamente resgatáveis (PNs) da ARN. A relação de troca foi de 10 (dez) ações da ARN para cada 1 (uma) ação da Companhia no momento da data de fechamento da Operação.

(II) Aprovação da Combinação de negócios pelo CADE: No dia 14 de junho de 2024, a Superintendência Geral do Conselho Administrativo de Defesa Econômica ("CADE") aprovou, sem restrições, a proposta de Combinação de negócios entre Auren e AES Brasil. Transcorrido o prazo de 15 dias da publicação da referida decisão, ela tornou-se final e definitiva.

(III) Aprovação da Combinação de negócios pela ANEEL: No dia 06 de setembro de 2024, a Agência Nacional de Energia Elétrica ("ANEEL"), anuiu a transferência de controle societário indireto da Auren Operações S.A. para a Auren.

(IV) Data de fechamento: Em 31 de outubro de 2024, a aquisição da Companhia foi concluída, após cumprimento de todas as condições precedentes.

(V) Informações em MW não auditadas pelos auditores independentes.

2. BASE DE PREPARAÇÃO E APRESENTAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS



Auren Participações S.A.

CNPJ: 37.663.076/0001-07

DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS 2024

→ continuação

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS

31 de dezembro
(Valores expressos em milhares de reais - R\$, exceto quando indicado de outra forma)

(i) IFRS S1 (*General Requirements for Disclosure of Sustainability-related Financial Information*) estabelece requisitos gerais para que as empresas divulguem informações sobre riscos e oportunidades significativas relacionados à sustentabilidade;
(ii) IFRS S2 (*Climate-related Disclosures*) tem foco nos riscos e oportunidades relacionados ao clima incorpora as recomendações da *Task Force on Climate-related Financial Disclosures* (TCFD) e métricas derivadas dos padrões *Sustainability Accounting Standards Board* ("SASB") referem-se às aberturas nas demonstrações financeiras sobre informações materiais relacionadas a riscos e oportunidades em temas climáticos e de sustentabilidade.

Pronunciamentos	Principais aspectos
IFRS S1	Qualquer informações que possam razoavelmente afetar, no curto, médio ou longo prazos: i. Fluxos de caixa prospectivos; ii. Acesso a financiamento; iii. Custo de capital; iv. Investimentos ou desinvestimentos. Devem ser divulgadas informações materiais (qualitativas + quantitativas) relacionadas a riscos e oportunidades climáticas, que atendam à necessidade de informação dos investidores: i. Riscos Físicos e ii. Riscos de Transição
IFRS S2	As organizações poderão adotar a divulgação em caráter voluntário a partir de janeiro de 2024. A Administração da Companhia e suas controladas realizou análise preliminar sobre essas normas e está coordenando uma avaliação interna sobre os seus impactos, bem como as adequações necessárias em seus processos visando a adoção e divulgação dos novos pronunciamentos. A obrigatoriedade da divulgação nos relatórios de sustentabilidade está prevista para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2026, conforme estabelecido na Resolução 193.

2.9

Críticos de consolidação
As controladas diretas e indiretas são consolidadas desde a data de aquisição, que corresponde à data na qual a Companhia obteve o controle, e serão consolidadas até a data que cessar tal controle.
Os investimentos em empreendimento controlados em conjunto ("joint venture") são negócios em conjunto e não são consolidados, segundo o qual as partes que detêm o controle conjunto do negócio têm direitos sobre os ativos líquidos e obrigações pelos passivos relacionados ao negócio.
As principais práticas de consolidação adotadas foram as seguintes:
- Transações e saldos em transações entre a Controladora e controladas ou entre as controladas são eliminados.
- Destaque aos acionistas não controladores nos balanços patrimoniais, nas demonstrações do resultado e nas demonstrações dos resultados abrangentes.
O exercício social das controladas incluídas na consolidação coincide com o da Controladora, as políticas contábeis são aplicadas de forma uniforme àquelas utilizadas pelas suas controladas e são consistentes com aquelas utilizadas no exercício anterior. As transações entre a Controladora e empresas controladas são realizadas em condições estabelecidas entre as partes.
As demonstrações contábeis consolidadas contemplam as informações da Companhia e de suas controladas, todas sediadas no Brasil, cujas práticas contábeis estão consistentes com as adotadas pela Companhia.
As seguintes entidades são consideradas como controladas ou *joint ventures*:

Descrição	Atividade	Complexo	Sede	Participação	
				2024	2023
Controlada direta					
Auren Operações S.A. (Auren Operações)	Geração hidroelétrica	Geração hidroelétrica	São Paulo, SP	100%	100%
ARN Comercializadora de Energia Ltda. (ARN Comercializadora)	Comercializadora	Comercializadora	São Paulo, SP	100%	100%
GF1 Holdings S.A. (Auren GF1 Holdings)	Holding	Holding	São Paulo, SP	100%	100%
GF2 Holdings S.A. (Auren GF2 Holdings)	Holding	Holding	São Paulo, SP	100%	100%
Arinos Solar Holding S.A. (Arinos Holdings)	Holding	Complexo Arinos	Arinos, MG	100%	100%
Tucano Holding I S.A. (Tucano Holding I)	Holding	Complexo Tucano	São Paulo, SP	100%	100%
Ventos de São Tomé Holding S.A. (Aranpe)	Holding	Complexo Caetés	São Paulo, SP	100%	100%
Ventos de São Tito Holding S.A. (Caetés)	Holding	Complexo Araripe	São Paulo, SP	100%	100%
Auren Energy Solutions Ltda.	Comercializadora	Comercializadora	São Paulo, SP	100%	100%
Controladas indiretas					
Guaimbé Solar Holding S.A. (Guaimbé Holding) (ii)	Holding	Complexo Guaimbé	São Paulo, SP	76,6%	76,6%
Guaimbé I Parque Solar Ltda. (Guaimbé I) (ii)	Geração solar	Complexo Guaimbé	Guaimbé, SP	76,6%	76,6%
Guaimbé II Parque Solar Ltda. (Guaimbé II) (ii)	Geração solar	Complexo Guaimbé	Guaimbé, SP	76,6%	76,6%
Guaimbé III Parque Solar Ltda. (Guaimbé III) (ii)	Geração solar	Complexo Guaimbé	Guaimbé, SP	76,6%	76,6%
Guaimbé IV Parque Solar Ltda. (Guaimbé IV) (ii)	Geração solar	Complexo Guaimbé	Guaimbé, SP	76,6%	76,6%
Guaimbé V Parque Solar Ltda. (Guaimbé V) (ii)	Geração solar	Complexo Guaimbé	Guaimbé, SP	76,6%	76,6%
AGV Solar IV Geradora de Energia S.A. (AGV IV) (ii)	Geração solar	Complexo Ouroeste	Ouroeste, SP	76,6%	76,6%
AGV Solar V Geradora de Energia S.A. (AGV V) (ii)	Geração solar	Complexo Ouroeste	Ouroeste, SP	76,6%	76,6%
AGV Solar VI Geradora de Energia S.A. (AGV VI) (ii)	Geração solar	Complexo Ouroeste	Ouroeste, SP	76,6%	76,6%
Ventus Holding de Energia Eólica Ltda. (Ventus Holding) (ii)	Holding	Complexo Ventus	São Paulo, SP	76,6%	76,6%
Brasventos Eolo Geradora de Energia S.A. (Brasventos) (ii)	Geração eólica	Complexo Ventus	Galinhos, RN	76,6%	76,6%
Rei dos Ventos 3 Geradora de Energia S.A. (Rei dos Ventos) (ii)	Geração eólica	Complexo Ventus	Galinhos, RN	76,6%	76,6%
Brasventos Miassaba 3 Geradora de Energia S.A. (Miassaba) (ii)	Geração eólica	Complexo Ventus	Macau, RN	76,6%	76,6%
Nova Energia Holding S.A. (Nova Energia) (ii)	Holding	Complexo Alto Sertão II	São Paulo, SP	76,6%	76,6%
Tietê Eólica S.A. (Tietê Eólica) (ii)	Holding	Complexo Alto Sertão II	São Paulo, SP	76,6%	76,6%
Centrais Eólicas Armetista S.A. (Armetista) (ii)	Geração eólica	Complexo Alto Sertão II	Guanambi, BA	76,6%	76,6%
Centrais Eólicas dos Açaís S.A. (Açaís) (ii)	Geração eólica	Complexo Alto Sertão II	Caetés, BA	76,6%	76,6%
Centrais Eólicas Borgo S.A. (Borgo) (ii)	Geração eólica	Complexo Alto Sertão II	Pindá, BA	76,6%	76,6%
Centrais Eólicas Caetés S.A. (Caetés) (ii)	Geração eólica	Complexo Alto Sertão II	Pindá, BA	76,6%	76,6%
Centrais Eólicas da Prata S.A. (Da Prata) (ii)	Geração eólica	Complexo Alto Sertão II	Igarapé, BA	76,6%	76,6%
Centrais Eólicas Dourados S.A. (Dourados) (ii)	Geração eólica	Complexo Alto Sertão II	Guanambi, BA	76,6%	76,6%
Centrais Eólicas Espigão S.A. (Espigão) (ii)	Geração eólica	Complexo Alto Sertão II	Pindá, BA	76,6%	76,6%
Centrais Eólicas Maron S.A. (Maron) (ii)	Geração eólica	Complexo Alto Sertão II	Caetés, BA	76,6%	76,6%
Centrais Eólicas Morroão S.A. (Morroão) (ii)	Geração eólica	Complexo Alto Sertão II	Caetés, BA	76,6%	76,6%
Centrais Eólicas Pelourinho S.A. (Pelourinho) (ii)	Geração eólica	Complexo Alto Sertão II	Pindá, BA	76,6%	76,6%
Centrais Eólicas Pilões S.A. (Pilões) (ii)	Geração eólica	Complexo Alto Sertão II	Caetés, BA	76,6%	76,6%
Centrais Eólicas Seráima S.A. (Seráima) (ii)	Geração eólica	Complexo Alto Sertão II	Caetés, BA	76,6%	76,6%
Centrais Eólicas Serra do Espinhaço S.A. (Serra do Espinhaço) (ii)	Geração eólica	Complexo Alto Sertão II	Pindá, BA	76,6%	76,6%
Centrais Eólicas Tanque S.A. (Tanque) (ii)	Geração eólica	Complexo Alto Sertão II	Caetés, BA	76,6%	76,6%
Centrais Eólicas Ventos do Nordeste S.A. (Ventos do Nordeste) (ii)	Geração eólica	Complexo Alto Sertão II	Caetés, BA	76,6%	76,6%
MS Participações Societárias S.A. (MS)	Holding	Complexo Cúbico	São Paulo, SP	100%	100%
Eólica Bela Vista Geração e Comercialização de Energia S.A. (Bela Vista)	Geração eólica	Complexo Cúbico	Areia Branca, RN	100%	100%
Embuaca Geração e Comercialização de Energia S.A. (Embuaca)	Geração eólica	Complexo Cúbico	Traíri, CE	100%	100%
Eólica Icarai Geração e Comercialização de Energia S.A. (Icarai)	Geração eólica	Complexo Cúbico	Amontada, CE	100%	100%
Eólica Mar e Terra Geração e Comercialização de Energia S.A. (Mar e Terra)	Geração eólica	Complexo Cúbico	Areia Branca, RN	100%	100%
Santos Energia Participações S.A. (Santos)	Holding	Complexo Cúbico	São Paulo, SP	100%	100%
Central Eólica Santo Antônio de Pádua S.A. (Santo Antônio de Pádua)	Geração eólica	Complexo Cúbico	Traíri, CE	100%	100%
Central Eólica São Cristóvão S.A. (São Cristóvão)	Geração eólica	Complexo Cúbico	Traíri, CE	100%	100%
Central Eólica São Jorge S.A. (São Jorge)	Geração eólica	Complexo Cúbico	Traíri, CE	100%	100%
REB Empreendimentos e Administradora de Bens S.A. (Cassino)	Holding	Complexo Cassino	São Paulo, SP	100%	100%
Boa Hora 1 Geradora de Energia Solar S.A. (Boa Hora 1)	Holding	Complexo Ouroeste	Ouroeste, SP	100%	100%
Boa Hora 2 Geradora de Energia Solar S.A. (Boa Hora 2)	Holding	Complexo Ouroeste	Ouroeste, SP	100%	100%
Boa Hora 3 Geradora de Energia Solar S.A. (Boa Hora 3)	Holding	Complexo Ouroeste	Ouroeste, SP	100%	100%
Tietê Integra Soluções em Energia Ltda. (Tietê Integra)	Holding	Prestação de serviços	Bauru, SP	100%	100%
Tucano F5 Geração de Energias Ltda. (Tucano F5)	Holding	Complexo Tucano	Tucano, BA	100%	100%
AGV Solar VII Geradora de Energia S.A. (AGV VII)	Geração solar	Complexo Ouroeste	Ouroeste, SP	100%	100%
EOL Wind Energias Renováveis S.A. (EOL Wind)	Geração eólica	Complexo Cassino	Rio Grande, RS	100%	100%
EOL Brisa Energias Renováveis S.A. (EOL Brisa)	Geração eólica	Complexo Cassino	Rio Grande, RS	100%	100%
EOL Vento Energias Renováveis S.A. (EOL Vento)	Geração eólica	Complexo Cassino	Rio Grande, RS	100%	100%
Tucano F1 Geração de Energias Ltda. (Tucano F1)	Geração eólica	Complexo Tucano	Tucano, BA	100%	100%
Tucano F2 Geração de Energias Ltda. (Tucano F2)	Geração eólica	Complexo Tucano	Tucano, BA	100%	100%
Tucano F3 Geração de Energias Ltda. (Tucano F3)	Geração eólica	Complexo Tucano	Tucano, BA	100%	100%
Tucano F4 Geração de Energias Ltda. (Tucano F4)	Geração eólica	Complexo Tucano	Biritinga, BA	100%	100%
Ventos de Santa Tereza Energias Renováveis S.A. (Santa Tereza)	Geração eólica	Complexo Cajuiuna I	São Paulo, SP	100%	100%
Ventos de Santa Tereza 02 Energias Renováveis S.A. (Santa Tereza 02)	Geração eólica	Complexo Cajuiuna I	Pedro Avelino, RN	100%	100%
Ventos de Santa Tereza 03 Energias Renováveis S.A. (Santa Tereza 03)	Geração eólica	Complexo Cajuiuna I	Pedro Avelino, RN	100%	100%
Ventos de Santa Tereza 05 Energias Renováveis S.A. (Santa Tereza 05)	Geração eólica	Complexo Cajuiuna I	Pedro Avelino, RN	100%	100%
Ventos de Santa Tereza 06 Energias Renováveis S.A. (Santa Tereza 06)	Geração eólica	Complexo Cajuiuna I	Pedro Avelino, RN	100%	100%
Ventos de Santa Tereza 07 Energias Renováveis S.A. (Santa Tereza 07)	Geração eólica	Complexo Cajuiuna I	Lajes, RN	100%	100%
Ventos de Santa Tereza 08 Energias Renováveis S.A. (Santa Tereza 08)	Geração eólica	Complexo Cajuiuna I	Fernando Pedroza, RN	100%	100%
Ventos de Santa Tereza 09 Energias Renováveis S.A. (Santa Tereza 09)	Geração eólica	Complexo Cajuiuna I	Fernando Pedroza, RN	100%	100%
Ventos de Santa Tereza 11 Energias Renováveis S.A. (Santa Tereza 11)	Geração eólica	Complexo Cajuiuna I	Cerro Corá, RN	100%	100%
Ventos de Santa Tereza 12 Energias Renováveis S.A. (Santa Tereza 12)	Geração eólica	Complexo Cajuiuna I	Fernando Pedroza, RN	100%	100%
Ventos de Santa Tereza 13 Energias Renováveis S.A. (Santa Tereza 13)	Geração eólica	Complexo Cajuiuna I	Angicos, RN	100%	100%
Ventos de Santa Tereza 14 Energias Renováveis S.A. (Santa Tereza 14)	Geração eólica	Complexo Cajuiuna I	Fernando Pedroza, RN	100%	100%
Ventos de São Ricardo Energias Renováveis S.A. (São Ricardo)	Geração eólica	Complexo Cajuiuna II	Lajes, RN	100%	100%
Ventos de São Ricardo 01 Energias Renováveis S.A. (São Ricardo 01)	Geração eólica	Complexo Cajuiuna II	Fernando Pedroza, RN	100%	100%
Ventos de São Ricardo 02 Energias Renováveis S.A. (São Ricardo 02)	Geração eólica	Complexo Cajuiuna II	Fernando Pedroza, RN	100%	100%
Ventos de São Ricardo 05 Energias Renováveis S.A. (São Ricardo 05)	Geração eólica	Complexo Cajuiuna II	Lajes, RN	100%	100%
Ventos de São Ricardo 06 Energias Renováveis S.A. (São Ricardo 06)	Geração eólica	Complexo Cajuiuna II	Lajes, RN	100%	100%
Ventos de São Ricardo 07 Energias Renováveis S.A. (São Ricardo 07)	Geração eólica	Complexo Cajuiuna II	Lajes, RN	100%	100%
Ventos de São Ricardo 08 Energias Renováveis S.A. (São Ricardo 08)	Geração eólica	Complexo Cajuiuna II	Lajes, RN	100%	100%
Ventos de São Ricardo 09 Energias Renováveis S.A. (São Ricardo 09)	Geração eólica	Complexo Cajuiuna II	Lajes, RN	100%	100%
Ventos de São Ricardo 10 Energias Renováveis S.A. (São Ricardo 10)	Geração eólica	Complexo Cajuiuna II	Lajes, RN	100%	100%
Ventos de São Ricardo 12 Energias Renováveis S.A. (São Ricardo 12)	Geração eólica	Complexo Cajuiuna II	Lajes, RN	100%	100%
Ventos de São Ricardo 13 Energias Renováveis S.A. (São Ricardo 13)	Geração eólica	Complexo Cajuiuna II	Lajes, RN	100%	100%
Serra Verde I Energética S.A. (Serra Verde I)	Geração eólica	Complexo Cajuiuna III	Lajes, RN	100%	100%
Serra Verde II Energética S.A. (Serra Verde II)	Geração eólica	Complexo Cajuiuna III	Bodó, RN	100%	100%
Serra Verde III Energética S.A. (Serra Verde III)	Geração eólica	Complexo Cajuiuna III	Bodó, RN	100%	100%
Serra Verde IV Energética S.A. (Serra Verde IV)	Geração eólica	Complexo Cajuiuna III	Cerro Corá, RN	100%	100%
Serra Verde V Energética S.A. (Serra Verde V)	Geração eólica	Complexo Cajuiuna III	Bodó, RN	100%	100%
Serra Verde VI Energética S.A. (Serra Verde VI)	Geração eólica	Complexo Cajuiuna III	Curitiba, PR	100%	100%
Serra Verde VII Energética S.A. (Serra Verde VII)	Geração eólica	Complexo Cajuiuna III	Curitiba, PR	100%	100%
Veleiros Holding S.A. (Veleiros)	Holding	Holding	São Paulo, SP	50,5%	50,5%
Ventos de São Ricardo 03 Energias Renováveis S.A. (São Ricardo 03)	Geração eólica	Complexo Cajuiuna II	Fernando Pedroza, RN	50,5%	50,5%
Ventos de São Ricardo 04 Energias Renováveis S.A. (São Ricardo 04)	Geração eólica	Complexo Cajuiuna II	Lajes, RN	50,5%	50,5%
Potengi Holdings S.A. (Potengi)	Holding	Holding	São Paulo, SP	50%	50%
Ventos de Santa Tereza 01 Energias Renováveis S.A. (Santa Tereza 01)	Geração eólica	Complexo Cajuiuna I	Pedro Avelino, RN	50%	50%
Ventos de Santa Tereza 04 Energias Renováveis S.A. (Santa Tereza 04)	Geração eólica	Complexo Cajuiuna I	Lajes, RN	50%	50%
Ventos de Santa Tereza 10 Energias Renováveis S.A. (Santa Tereza 10)	Geração eólica	Complexo Cajuiuna I	Angicos, RN	50%	50%
Ventos de São Ricardo 11 Energias Renováveis S.A. (São Ricardo 11)	Geração eólica	Complexo Cajuiuna II	Lajes, RN	50%	50%
Cajuiuna AB1 Holdings S.A. (Cajuiuna AB1)	Holding	Holding	São Paulo, SP	100%	100%
AES Cajuiuna AB2 Holdings S.A. (Cajuiuna AB2)	Holding	Holding	São Paulo, SP	100%	100%
Cajuiuna AB3 Holdings S.A. (Cajuiuna AB3)	Holding	Holding	São Paulo, SP	100%	100%
Tucano Holding II S.A. (Tucano Holding II)	Holding	Complexo Tucano	São Paulo, SP	100%	100%
Arinos Solar I S.A. (Arinos I)	Geração solar	Complexo Arinos	Arinos, MG	100%	100%
Arinos Solar II S.A. (Arinos II)	Geração solar	Complexo Arinos	Arinos, MG	100%	100%

Descrição	Atividade	Complexo	Sede	Participação	
				2024	2023
Arinos Solar III S.A. (Arinos III)	Geração solar	Complexo Arinos	Arinos, MG	100%	100%
Arinos Solar IV S.A. (Arinos IV)	Geração solar	Complexo Arinos	Arinos, MG	100%	100%
Arinos Solar V S.A. (Arinos V)	Geração solar	Complexo Arinos	Arinos, MG	100%	100%
Arinos Solar VI S.A. (Arinos VI)	Geração solar	Complexo Arinos	Arinos, MG	100%	100%
Arinos Solar VII S.A. (Arinos VII)	Geração solar	Complexo Arinos	Arinos, MG	100%	100%
Arinos Solar VIII S.A. (Arinos VIII)	Geração solar	Complexo Arinos	Arinos, MG	100%	100%
Cordilheira dos Ventos Centrais Eólicas Ltda. (Cordilheira dos Ventos)	Geração eólica	Cordilheira dos Ventos	São Paulo, SP	100%	100%
Ventos de Santa Joana II Energias Renováveis S.A. (Santa Joana II)	Geração eólica	Complexo Araripe	Simões, PI	100%	100%
Ventos de Santa Joana VI Energias Renováveis S.A. (Santa Joana VI)	Geração eólica	Complexo Araripe	Simões, PI	100%	100%
Ventos de Santa Joana VIII Energias Renováveis S.A. (Santa Joana VIII)	Geração eólica	Complexo Araripe	Simões, PI	100%	100%
Ventos de Santa Joana XIV Energias Renováveis S.A. (Santa Joana XIV)	Geração eólica	Complexo Araripe	Simões, PI	100%	100%
Ventos de São Onofre I Energias Renováveis S.A. (São Onofre I)	Geração eólica	Complexo Araripe	Simões, PI	100%	100%
Ventos de São Onofre II Energias Renováveis S.A. (São Onofre II)	Geração eólica	Complexo Araripe	Simões, PI	100%	100%
Ventos de São Onofre III Energias Renováveis S.A. (São Onofre III)	Geração eólica	Complexo Araripe	Simões, PI	100%	100%
Ventos de Santa Brígida I Energias Renováveis S.A. (Santa Brígida I)	Geração eólica	Complexo Caetés	Caetés, PE	100%	100%
Ventos de Santa Brígida II Energias Renováveis S.A. (Santa Brígida II)	Geração eólica	Complexo Caetés	Caetés, PE	100%	100%
Ventos de Santa Brígida III Energias Renováveis S.A. (Santa Brígida III)	Geração eólica	Complexo Caetés	Paranatama, PE	100%	100%
Ventos de Santa Brígida IV Energias Renováveis S.A. (Santa Brígida IV)	Geração eólica	Complexo Caetés	Paranatama, PE	100%	100%
Ventos de Santa Brígida V Energias Renováveis S.A. (Santa Brígida V)	Geração eólica	Complexo Caetés	Paranatama, PE	100%	100%
Ventos de Santa Brígida VI Energias Renováveis S.A. (Santa Brígida VI)	Geração eólica	Complexo Caetés	Paranatama, PE	100%	100%
Ventos de Santa Brígida VII Energias Renováveis S.A. (Santa Brígida VII)	Geração eólica	Complexo Caetés	Paranatama, PE	100%	100%
Tucano F9 Geração de Energias SPE S.A. (Tucano F9)	Geração eólica	Complexo Tucano	Tucano, BA	100%	100%
Tucano F11 Geração de Energias SPE S.A. (Tucano F11)	Geração eólica	Complexo Tucano	Tucano, BA	100%	100%
Tucano F13 Geração de Energias SPE S.A. (Tucano F13)	Geração eólica	Complexo Tucano	Tucano, BA	100%	100%

Empreendimentos controlados em conjunto (joint venture) (i):
Tucano Holdings III S.A. (Tucano Holding III) Holding Complexo Tucano São Paulo, SP 50% 50%
Tucano F6 Geração de Energias SPE S.A. (Tucano F6) Geração eólica Complexo Tucano Tucano, BA 50% 50%
Tucano F7 Geração de Energias SPE S.A. (Tucano F7) Geração eólica Complexo Tucano Tucano, BA 50% 50%
Tucano F8 Geração de Energias SPE S.A. (Tucano F8) Geração eólica Complexo Tucano Tucano, BA 50% 50%

(i) Os empreendimentos controlados em conjunto não são consolidados.
(ii) Para fins de resultado de equivalência na controladora e definição da participação de acionistas não controladores no consolidado, há distinção entre a participação societária e a participação na distribuição do resultado devido a existência de classe de ações com direito preferencial de dividendos detidas pelo acionista não controlador. Veja maiores detalhes na NE 22.2.

Revisão de política contábil
A Companhia, objetivando alinhamento com o Grupo Auren após a transação de combinação de negócios, procedeu a revisão da sua política contábil relativa à classificação de aplicações financeiras de curto prazo como equivalentes de caixa. A Companhia avaliou que o referido alinhamento resulta em informação mais relevante para os usuários das suas demonstrações contábeis, uma vez que a Companhia julga que a nova prática contá



→ continuação

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS
31 de dezembro
(Valores expressos em milhares de reais - R\$, exceto quando indicado de outra forma)

A reconciliação do imposto de renda e contribuição social estão apresentadas a seguir:

	Controladora				Consolidado			
	2024		2023		2024		2023	
	IRPJ	CSLL	IRPJ	CSLL	IRPJ	CSLL	IRPJ	CSLL
Resultado antes do imposto de renda e contribuição social	(420.748)	(420.748)	134.091	134.091	(290.742)	(290.742)	408.340	408.340
Alíquota nominal	25%	9%	25%	9%	25%	9%	25%	9%
Imposto de renda e contribuição social - despesa nominal	105.187	37.867	(33.523)	(12.068)	72.686	26.167	(102.085)	(36.751)
Ajustes para refletir a alíquota efetiva								
Adições (exclusões) permanentes:								
Diferenças temporárias sem imposto diferido constituído	416	150	-	-	(1.287)	(463)	(7.326)	(2.637)
Prejuízo fiscal e base negativa sem imposto diferido constituído	(26.533)	(9.552)	(5.222)	(1.880)	(149.042)	(53.552)	(33.886)	(12.199)
Amortização da mais-valia em combinação de negócios e de direitos contratuais, exploração de autorização	-	-	-	-	(20.638)	(7.430)	(10.862)	(3.910)
Resultado de equivalência patrimonial (i)	(77.554)	(27.920)	38.278	13.780	(2.390)	(860)	2.209	795
Diferença de base - controladas	-	-	-	-	66.944	19.790	86.399	26.387
Lucro presumido	-	-	-	-	16.787	4.959	18.013	800
Outros ajustes de impostos	(1.508)	(542)	430	155	-	-	-	-
Despesa de imposto de renda e contribuição social	8	3	(37)	(13)	(16.940)	(11.389)	(47.538)	(27.515)
Composição dos tributos no resultado:								
Corrente	-	-	-	-	(67.860)	(31.124)	(66.807)	(35.507)
Diferidos	8	3	(37)	(13)	50.920	19.735	19.269	7.992
Total	8	3	(37)	(13)	(16.940)	(11.389)	(47.538)	(27.515)
Alíquota efetiva	-%	-%	-%	-%	5,8%	3,9%	-11,6%	-6,7%

(i) a diferença da equivalência patrimonial com a demonstração de resultados, refere-se aos juros capitalizados.
6.2 Estimativa de recuperação de créditos
Um julgamento significativo da Administração é requerido para determinar o valor do imposto diferido ativo que pode ser reconhecido, com base no prazo provável de realização e nível de lucros tributáveis futuros, juntamente com estratégias de planejamento tributário. Com base no estudo técnico de geração de lucros tributáveis futuros, segue abaixo estimativa de realização do tributo diferido ativo registrado em 31 de dezembro de 2024:

	Consolidado		
	Tributos e contribuições sociais diferidos	Créditos fiscais de ágio incorporados (*)	Total
2025	186.324	10.097	196.421
2026	43.394	9.330	52.724
2027	37.648	8.643	46.291
2028	59.519	7.992	67.511
2029 a 2030	185.801	12.414	198.215
2031 a 2032	226.137	-	226.137
Total	738.823	48.476	787.299

(*) Para maiores detalhes sobre a natureza desse crédito tributário, vide nota explicativa nº 6.4 abaixo.
A Companhia estima que os saldos em 31 de dezembro de 2024, referentes aos impostos diferidos ativos, serão recuperados através de geração de lucros tributáveis futuros pelo prazo da concessão. As premissas utilizadas nas projeções de resultados operacionais e financeiros e o potencial de crescimento da Companhia foram baseadas nas expectativas de sua Administração em relação ao futuro da Companhia e não devem ser utilizadas para tomada de decisão em relação a investimento. A Administração entende que a presente estimativa é consistente com o seu plano de negócio, à época da elaboração do estudo técnico, de forma que não é esperada nenhuma perda na realização desses créditos.
6.3 Composição dos prejuízos fiscais, bases negativas e diferenças temporárias sem diferido constituído

	Prejuízo Fiscal e Base negativa de Contribuição Social		Diferenças Temporárias		Total Diferido não Contabilizado	
	IRPJ	CSLL	IRPJ	CSLL	IRPJ	CSLL
	Controladora	32.651	11.754	15.979	5.753	48.630
Complexo Alto Sertão II	140.280	50.501	-	-	140.280	50.501
Auren Operações	68.366	24.915	45.085	16.231	113.451	41.146
Complexo Salinas e Mandacarú	3.090	1.112	40.667	14.640	43.757	15.752
Complexo Tucano	120.790	43.484	2.748	989	123.538	44.475
Guaiambé Holding	-	-	6.228	2.242	6.228	2.242
Complexo Cajuiúna	17.251	6.210	451	162	17.702	6.372
Complexo Ventus	36	13	-	-	36	13
Complexo Arinos	88	32	-	-	88	32
Complexo Caetés	124.990	44.996	3.611	1.300	128.601	46.296
Complexo Araripe	110.921	39.932	2.449	882	113.370	40.814
Complexo Cassino	66	24	-	-	66	24
Cordilheira dos Ventos	15	6	-	-	15	6
Potengi	28.119	10.123	573	206	28.692	10.329
Veleiros	14.092	5.073	58	21	14.150	5.094
Auren GF1 Holdings	10	4	-	-	10	4
Consolidado	660.765	238.179	117.849	42.426	778.614	280.605

Os correspondentes impostos diferidos ativos não foram reconhecidos, tendo em vista que os impostos diferidos ativos são constituídos no limite da expectativa de realização dos lucros tributáveis futuros. Para os prejuízos e bases negativas de contribuição social detidos por empresas holdings, cujos resultados são majoritariamente gerados por despesas financeiras dedutíveis, a Companhia não constitui impostos diferidos ativos.
6.4 Créditos fiscais de ágio incorporados
Os créditos fiscais de ágio incorporados classificados no ativo não circulante referem-se aos benefícios fiscais gerados pelas incorporações dos ágios das controladoras AES Gás Ltda., AES Tietê Participações S.A. e AES Brazilian Energy Holdings S.A. e estão registrados de acordo com os conceitos das Resoluções CVM 78/2022.

Os ágios e as correspondentes provisões são amortizados pelo prazo de concessão da controlada direta Auren Operações, de acordo com a curva de expectativa de rentabilidade futura estabelecida pela ANEEL, através do Ofício 87, de 16 de janeiro de 2004. Os registros contábeis mantidos para fins societários e fiscais da controlada direta Auren Operações apresentam contas específicas relacionadas com o ágio incorporado, provisão para reserva especial de ágio, no patrimônio líquido, e amortização, reversão e crédito fiscal correspondentes, no resultado do exercício. Em 31 de dezembro de 2024 e 2023, os saldos estavam assim representados:

	Consolidado			
	2024		2023	
	Ágio	Provisão	Valor Líquido	Valor Líquido
AES Brazilian Energy Holdings Ltda				
Saldos oriundos da incorporação	319.564	(210.912)	108.652	108.652
Amortização acumulada	(242.325)	159.935	(82.390)	(75.812)
Subtotal	77.239	(50.977)	26.262	32.840
AES Gás Ltda.				
Saldos oriundos da incorporação	808.304	(541.564)	266.740	266.740
Amortização acumulada	(756.899)	510.375	(246.524)	(247.750)
Subtotal	51.405	(131.189)	20.216	18.990
AES Tietê Participações S.A.				
Saldos oriundos da incorporação	82.420	(54.397)	28.023	28.023
Amortização acumulada	(76.543)	50.518	(26.025)	(25.518)
Subtotal	5.877	(3.879)	1.998	2.505
Total	134.521	(86.045)	48.476	54.335

A movimentação dos créditos fiscais do ágio incorporado é como segue:

	Movimentação dos créditos fiscais do ágio	Consolidado
Saldos em 31 de dezembro de 2022		66.120
Amortização		(35.127)
Reversão		23.342
Saldos em 31 de dezembro de 2023		54.335
Amortização		(32.466)
Reversão		26.607
Saldos em 31 de dezembro de 2024		48.476

O montante de benefício fiscal já utilizado pela Companhia e, portanto, disponível para capitalização é de R\$5.859 até 31 de dezembro de 2024 (R\$24.513 em 31 de dezembro de 2023). A Companhia atualiza o montante do benefício fiscal disponível para capitalização ao término de cada exercício social, quando da apuração final do imposto de renda e contribuição social a pagar, levando em consideração a redução efetiva dos tributos pagos.
A instrução CVM nº 78/2022 prevê que a amortização do ágio traga impacto nulo no resultado da Companhia, visto que a amortização, a reversão da provisão e o benefício fiscal devem ocorrer no mesmo momento. Somente há impacto de caixa devido à redução no pagamento do imposto de renda e contribuição social.
7. CAUÇÕES E DEPÓSITOS VINCULADOS

	Controladora		Consolidado		
	Notas	2024	2023	2024	2023
CIRCULANTE					
Garantias de compromissos contratuais	-	-	-	955	30.302
Cauções e depósitos vinculados relativos a processos judiciais	18.1	742	678	3.352	3.063
Garantias de financiamento	-	-	-	-	3.955
Subtotal		742	678	4.307	37.320
NÃO CIRCULANTE					
Garantias de financiamento	-	-	-	-	570.350
Cauções e depósitos vinculados relativos a processos judiciais	18.1	104	74	8.118	7.030
Subtotal		104	74	8.118	577.380
Total		846	752	12.425	614.700

A movimentação das cauções e dos depósitos vinculados para o exercício findo em 31 de dezembro de 2024 e 31 de dezembro de 2023 é como segue:

	Consolidado
Saldos em 31 de dezembro de 2022	615.021
Adições	469.778
Atualização monetária	72.585
Baixas e resgates	(542.684)
Saldos em 31 de dezembro de 2023	614.700
Adições (i)	558.352
Atualização monetária (nota 29)	59.210
Baixas e resgates (ii)	(552.807)
Transferências (iii)	(667.030)
Saldos em 31 de dezembro de 2024	12.425

(i) As adições no montante de R\$558.352, são compostas por: (a) ingressos decorrentes de garantias previstas em cláusulas contratuais para emissão de financiamentos e debêntures, no montante de R\$556.101 e (b) valores depositados judicialmente no montante de R\$2.251.
(ii) Os resgates no montante de R\$552.807, são compostas por: (a) pagamento de principal e juros das dívidas, no montante de R\$521.451; (b) R\$29.919 de depósitos judiciais e (c) R\$1.437 de resgates de garantias de compromissos contratuais.
(iii) A Companhia, objetivando alinhamento com o Grupo Auren após a transação de combinação de negócios, avaliou a classificação contábil do montante referente às Garantias de financiamento e buscando simplificar e melhorar a apresentação, as transferiu para a rubrica Fundo de Liquidez - Conta Reserva apresentadas na nota explicativa 3.

8. RESSARCIMENTO

Os Contratos de Energia de Reserva celebrados entre as controladas que operam contratos do LER 2009, LER 2010, LER 2013 e a CCEE e entre os contratos de Energia Nova entre o LEN 2011 (A-3), LFA e as distribuidoras, estabelecem que sejam apuradas em cada ano contratual as diferenças entre a energia gerada das usinas e a energia contratada. Se a contraprestação em um contrato incluir um valor variável, a Companhia reflete o valor da contraprestação a que terá direito em troca da transferência de bens ou serviços para o cliente. A contraprestação variável reflete o valor justo mais provável do ressarcimento, na qual não são esperados pela Companhia reversões significativas.
Os contratos estabelecem o limite para os desvios positivos ou negativos com aplicação de bonificações ou penalidades, conforme as regras descritas abaixo:
Os ressarcimentos por desvios negativos de geração (abaixo da faixa de tolerância - 10%) serão pagos em 12 parcelas mensais uniformes ao longo do ano contratual seguinte, valorados a 115% do preço de venda vigente, para os parques do LER 2009 e LER 2010 e o maior valor entre o PLD médio do ano e a receita fixa unitária para os parques do LEN 2011. Os ressarcimentos que estiverem na faixa de tolerância de 10% de geração serão ressarcidos em 12 parcelas após possíveis compensações com desvios positivos iniciados após o final do primeiro quadriênio contado a partir do início de suprimento do contrato, valorado ao preço contratual vigente, para os parques do LER 2009 e LER 2010 e o maior valor entre o PLD médio do quadriênio e a receita fixa unitária para os parques do LEN 2011.
Os ressarcimentos dos parques eólicos do LER 2009, LER 2010, LER 2013, LFA e LEN 2011 por desvios positivos de geração (acima da faixa de tolerância de 30% para o LER 2010, LER 2013, LER 2009 e para os parques do LEN 2011 30%, 20%, 10% e 0% nos anos 1, 2, 3 e 4 de cada quadriênio, respectivamente) serão recebidos em 12 parcelas mensais uniformes ao longo do ano contratual seguinte para o caso do LER 2009, LER 2010 e LER 2013, e mensalmente a partir do momento que a geração exceder a faixa de tolerância para os parques do LEN 2011. Os Parques do LER 2010 são valorados a 70% do preço de venda vigente e os parques do LEN 2011 são valorados pelo PLD mensal, conforme expresso nos referidos contratos. Os ressarcimentos que estiverem na faixa de tolerância de 30% de geração serão recebidos em 24 parcelas após possíveis compensações com desvios negativos iniciando após o final do primeiro quadriênio contado a partir do início de suprimento do contrato, valorado ao preço contratual vigente para os parques do LER 2009, LER 2010 e LER 2013. O primeiro quadriênio do LER 2010 se encerrou em agosto de 2017. LEN 2011 em dezembro de 2019 e o segundo ciclo do LER 2009 se encerrou em junho de 2021.

Para os parques do Complexo Solar Guaiambé (LER 2014), Complexo Solar Boa Hora (LER 2015) e Complexo Solar AGV (LEN 2017), os ressarcimentos por desvios negativos (abaixo da faixa de tolerância - 10%) de geração serão ressarcidos em 12 parcelas mensais uniformes ao longo do ano contratual seguinte, valorado a 115% do preço de venda vigente. Os ressarcimentos por desvios negativos que estiverem na faixa de tolerância de 10% de geração serão ressarcidos em 12 parcelas mensais uniformes, após possíveis compensações com parques superavitários, valorado a 106% do preço contratual vigente. A receita variável por desvios positivos (acima da faixa de tolerância de 15%) de geração serão recebidos em 12 parcelas mensais uniformes ao longo do ano contratual seguinte, valorado a 30% do preço contratual vigente. A receita variável que estiver na faixa de tolerância de 15% de geração será recebida em 12 parcelas, após possíveis compensações com parques deficitários, valorado ao preço contratual vigente.
A receita dos Parques Eólicos e Solares é reconhecida conforme a entrega da energia. Dessa forma, o valor da contraprestação reflete o valor justo a receber no momento em que a energia é efetivamente entregue ao cliente. Os ativos e passivos do ressarcimento representam os desvios positivos e negativos, respectivamente, que serão liquidados de acordo com as regras mencionadas acima.
A movimentação do ressarcimento é como segue:

	Consolidado	
	Ativo	Passivo
Saldos em 31 de dezembro de 2022	25.231	(731.620)
Adição/reversão (i)	249	(234.177)
Amortização	(6.001)	199.180
Atualização monetária	-	(9.930)
Ressarcimento contratual (ii)	11.798	-
Amortização de ressarcimento contratual	(13.705)	-
Saldos em 31 de dezembro de 2023	17.572	(776.547)
Adição/reversão (i)	699	(356.235)
Amortização	-	195.395
Atualização monetária	-	(12.327)
Ressarcimento contratual (ii)	5.119	-
Amortização de ressarcimento contratual	(14.149)	-
Saldos em 31 de dezembro de 2024	9.241	(949.714)

(i) refere-se à geração eólica abaixo da contratada no exercício, principalmente em função da baixa velocidade do vento e pelo Curtailment, uma restrição involuntária de geração das usinas requisitadas pelo ONS, que impactou a geração dos parques.
(ii) refere-se à compensação por perda de margem operacional atrelado ao contrato de manutenção do parque eólico Ventus, que obedece a regras similares às regras do Órgão Regulador.

Cronograma de processamento dos ressarcimentos para usinas eólicas e solares
Os eventos de Constrained-off ("c-off") de usinas eólicas assim como de outras fontes de energia são decorrentes dos comandos do Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS para redução de geração devido às limitações de escoamento dessa geração na rede de transmissão ou ainda devido à redução de carga observada no Sistema Interligado Nacional - SIN.
Nessas situações, o gerador encontra-se impedido de atender seus contratos ou outros compromissos por meio da geração de suas próprias unidades geradoras. Essa frustração da geração caracteriza o custo de oportunidade atrelado ao c-off de usinas.
A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), publicou em 23 de março de 2023 a Resolução Normativa nº 927 de 2021, e, em 29 de abril de 2022, o Despacho 1.151/2022, que em conjunto regulamentaram a metodologia para cálculo de energia não fornecida decorrente de c-off de usinas eólicas, condição necessária para a cobrança dos ressarcimentos referentes ao denominado período "provisório" do c-off eólico, relacionado aos eventos de restrição de geração ocorridos antes de outubro de 2021. Em 23 de dezembro de 2022, a CCEE publicou o comunicado nº 970/22, com a divulgação do cronograma de reparações dos ressarcimentos, que perduraram de junho de 2023 a junho de 2024, e que contemplou apenas os eventos ocorridos entre os meses de janeiro de 2018 a setembro de 2021, referentes ao já citado período "provisório" do c-off.
Assim, os pagamentos dos referidos ressarcimentos foram suspensos no mês de julho de 2024 pela falta de regras de comercialização para apuração dos ressarcimentos referentes aos ressarcimentos do período "definitivo" do c-off eólico, relacionados aos eventos de restrição de geração ocorridos a partir de outubro de 2021.
Em 24 de dezembro de 2024 a ANEEL publicou a Resolução Normativa 1.109 de 2024, resultado da Consulta Pública 22/2022, estabelecendo as regras de comercialização para apuração dos ressarcimentos referentes ao período citado no parágrafo acima. Assim, a expectativa é que a CCEE divulgue um cronograma de reparações dos ressarcimentos referentes ao período de outubro de 2021 em diante.
Em 31 de dezembro de 2024, do saldo total de R\$ 949.714 do passivo de ressarcimento, R\$ 715.397 refere-se à suspensão de devolução de ressarcimento de ciclos encerrados decorrente do Despacho 2303/2019, sendo R\$ 215.316 para o LER 2009, R\$ 41.112 para o LER 2010, R\$ 210.514 para o LER 2011, R\$ 217.995 para o LER 2013 e R\$ 30.460 para LFA.

9. OUTROS ATIVOS

	Notas	Controladora		Consolidado	
		2024	2023	2024	2023
CIRCULANTE					
Almoxxarifado (i)	-	-	83.932	60.409	
Compensação por atraso de fornecedores (ii)	-	-	12.598	74.242	
Restituição do prêmio de seguros (iii)	-	-	50.850	-	
Despesas pagas antecipadamente (iv)	51	26	48.290	26.332	
Adiantamento a fornecedores	-	-	15.289	11.613	
Adiantamento a empregados	-	2	856	397	
Imóvel disponível para venda	-	-	1.521	1.521	
Contas a receber de partes relacionadas	30	90	-	19	
Outros	1.686	301	19.809	13.155	
Subtotal	1.737	419	233.145	187.688	
NÃO CIRCULANTE					
PIS e COFINS diferidos sobre ressarcimento	-	-	26.170	15.604	
Despesas pagas antecipadamente	-	-	934	4.258	



→ continuação

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS
31 de dezembro

(Valores expressos em milhares de reais - R\$, exceto quando indicado de outra forma)

Controladora	Saldos em 31 de dezembro de 2023	Equivalência patrimonial	Aumento de capital	Redução de capital	Adiantamento para futuro aumento de capital	Dividendos	Outros Resultados Abrangentes	Ajuste intangível de aquisição Complexos Eólicos Araripe e Caetés	Amortização da mais-valia dos ativos adquiridos e intangíveis de direitos de exploração	Saldos em 31 de dezembro de 2024
Auren Tucano Holding I	2.163.116	(68.365)	448.515	(700.000)	(71.875)	(484)	201	-	-	1.771.108
Auren Operações	3.026.566	(94.307)	-	-	-	(200.000)	42.666	-	-	2.774.925
ARN Comercializadora	21.868	(24.978)	35.000	-	-	-	-	-	-	31.890
Auren GF1 Holdings	42.607	(51)	404	-	-	-	-	-	-	42.960
Auren GF2 Holdings	1.166	45	-	-	-	-	-	-	-	1.211
Auren Arinos Holding	21.723	(122)	127	-	-	-	-	-	-	21.728
São Tomé Holding	400.015	6.187	33.810	-	-	-	-	(9.939)	(16.647)	413.426
São Tito Holding	426.227	8.303	20.120	-	-	-	-	(10.760)	(18.595)	425.295
Auren Energy Solutions	2.098	155	-	-	-	-	-	-	-	2.253
Total	6.105.386	(173.133)	537.976	(700.000)	(71.875)	(200.484)	42.867	(20.699)	(35.242)	5.484.796

Controladora	Saldos em 31 de dezembro de 2022	Equivalência patrimonial	Aumento de capital	Adiantamento para futuro aumento de capital	Dividendos mínimos obrigatórios	Outros Resultados Abrangentes	Ajuste intangível de aquisição Complexos Eólicos Araripe e Caetés	Amortização dos intangíveis gerado na mais valia e direitos de exploração	Aquisição de Controladas	Saldos em 31 de dezembro de 2023
Auren Tucano Holding I	1.527.941	206.228	359.860	71.875	(1.151)	(1.637)	-	-	-	2.163.116
Auren Operações	2.858.851	133.822	-	-	(8.788)	42.681	-	-	-	3.026.566
ARN Comercializadora	16.798	5.070	-	-	-	-	-	-	-	21.868
Auren GF1 Holdings	42.002	(59)	664	-	-	-	-	-	-	42.607
Auren GF2 Holdings	1.139	16	11	-	-	-	-	-	-	1.166
Auren Arinos Holding	17.207	(210)	4.726	-	-	-	-	-	-	21.723
São Tomé Holding	404.296	68.713	-	-	-	-	(61.913)	(11.081)	-	400.015
São Tito Holding	432.606	72.618	-	-	-	-	(65.464)	(13.533)	-	426.227
Auren Energy Solutions	-	67	2.030	-	-	-	-	-	1	2.098
Total	5.300.840	486.265	367.291	71.875	(9.939)	41.044	(127.377)	(24.614)	1	6.105.386

Controlada	Total de quantidade de quotas/ações do capital social	Percentual de participação	Valor do capital social	Valor do patrimônio líquido (II)	Lucro líquido (prejuízo) do exercício	Lucro líquido (prejuízo) do exercício ajustado
Auren Tucano Holding I (I)	2.626.984.170	55,66%	1.185.057	2.512.392	(170.203)	(68.365)
Auren Operações	2.031.549.574	100%	1.823.775	2.645.691	(94.307)	(94.307)
ARN Comercializadora	47.000.000	100%	47.000	31.890	(24.978)	(24.978)
Auren GF1 Holdings	43.079.500	100%	43.080	42.960	(51)	(51)
Auren GF2 Holdings	1.157.900	100%	1.158	1.211	45	45
Auren Arinos Holding	5.945.500	100%	5.946	5.592	(122)	(122)
São Tomé Holding	407.047	100%	407.047	143.230	6.187	6.187
São Tito Holding	293.637	100%	293.637	105.877	8.303	8.303
Auren Energy Solutions	2.028.678	100%	2.030	2.253	155	155
Total			5.491.096	(274.971)	(173.133)	

(I) A diferença entre o lucro líquido do exercício e o lucro líquido do exercício ajustado no montante de R\$101.838 refere-se aos juros capitalizados do Tucano Holding I. Com o objetivo de financiar principalmente a construção de novos complexos solares, a Controladora captou recursos por meio de debêntures de longo prazo. Em função do ativo qualificável estar registrado na controlada, a capitalização foi reconhecida nas rubricas "Investimentos" em contrapartida ao "Resultado de equivalência patrimonial". Já nas demonstrações contábeis consolidadas, está apresentado como "Imobilizado, líquido" (nota explicativa nº 11) em contrapartida ao resultado financeiro, na rubrica "Juros capitalizados transferidos para o imobilizado/intangível em curso" (nota explicativa nº 29). Para melhor apresentação, os juros capitalizados foram ajustados na tabela em Lucro (prejuízo) líquido do exercício ajustado.

(II) O saldo do investimento contém juros capitalizados, direitos contratuais, direito de exploração e mais valia dos ativos adquiridos, que não fazem parte do patrimônio líquido das controladas.

Joint Venture

Em 31 de dezembro de 2024, as informações contábeis da **Joint Venture** estão apresentadas abaixo:

Tucano Holding III Consolidado

Balanco Patrimonial	
Ativo circulante	141.870
Ativo não circulante	770.198
Passivo circulante	91.290
Passivo não circulante	602.307
Patrimônio líquido	218.471
Demonstração de Resultado	
Resultado Operacional	43.736
Resultado financeiro	(52.247)
Despesa ou receita de imposto sobre a renda	(5.767)
Prejuízo do exercício	(14.278)
Resultado abrangente total	(14.278)
Percentual de participação	50%
Quantidade de quotas/ações do capital social	1.444.186.438
A movimentação de investimentos, consolidado, da Joint Venture é como segue:	

Movimentação Joint Venture	Consolidado
----------------------------	-------------

Saldos em 31 de dezembro de 2022	107.539
Equivalência patrimonial	8.836
Dividendos	(9.523)
Saldos em 31 de dezembro de 2023	106.852
Equivalência patrimonial	(7.139)
Amortização de juros capitalizados	(2.419)
Saldos em 31 de dezembro de 2024	106.817
Dividendos	9.523

Operação comercial Joint Venture
Os parques eólicos controlados pela Tucano Holding III foram liberados para operação comercial e iniciaram o atendimento dos seus contratos de fornecimento de energia em 01/01/2023. O contrato de compra e venda de energia é firmado com a Unipar Carboolor S.A., possuem vigência de 20 anos, com 155 MW de capacidade instalada e 71,5 MWh de garantia física de energia.

11. IMOBILIZADO

A Companhia e suas controladas utilizam os critérios definidos pelo Órgão Regulador e os preceitos do laudo de avaliação elaborado para fins de determinação do custo atribuído na determinação da vida útil estimada dos bens do ativo imobilizado, sendo que, no julgamento da Administração, tais vidas úteis refletem, significativamente, a vida útil econômica dos ativos. Conseqüentemente, os valores residuais dos ativos hídricos do

b) A movimentação imobilizado é a seguinte:

A movimentação do ativo imobilizado é como segue:

Consolidado									
	Saldos em 31 de dezembro de 2023	Adições	Remensuração	Provisão para desmobilização e custos sócioambientais	Baixas	Transferências e reclassificações (I)	Juros capitalizados	Saldos em 31 de dezembro de 2024	
Terrenos	414.284	-	-	-	-	(2.503)	-	411.781	414.284
Reservatórios, barragens e adutoras	2.943.326	-	-	-	-	-	-	2.970.175	604.565
Edificações, obras civis e benfeitorias	1.663.859	-	-	-	-	622.343	-	1.612.354	1.049.935
Máquinas e equipamentos	10.122.499	-	-	27.215	(5.218)	2.562.954	-	9.954.836	7.875.195
Veículos	19.750	-	-	-	-	932	-	9.853	11.190
Móveis e utensílios e outros	9.320	-	-	-	-	2.369	-	3.859	3.173
Imóveis destinados a uso futuro	578	-	-	-	-	-	-	578	578
Imobilizado em curso (II)	3.541.393	716.121	-	-	-	(3.217.542)	148.954	1.188.926	1.188.926
Direito de uso de sede administrativa	12.781	-	(7.219)	-	-	-	-	5.562	5.562
Direito de uso de terreno arrendado (III)	212.163	21.967	(142.615)	-	-	-	-	91.515	91.515
Subtotal	18.941.953	738.088	(149.834)	27.215	(5.218)	(6.598)	148.954	19.694.560	19.694.560
Depreciação/Amortização	(5.250.203)	(647.796)	29.133	-	1.875	(11.443)	-	(5.878.434)	(5.878.434)
Total líquido	13.691.750	90.292	(120.701)	27.215	(3.343)	(18.041)	148.954	13.816.126	13.816.126

(I) Valor de R\$18.041 refere-se à reclassificação para outros intangíveis (nota 12) e estoques.

(II) A variação é devida, principalmente, pelas transferências em decorrência dos despachos emitidos pela ANEEL, ocorridas entre os períodos de janeiro a dezembro de 2024, que libera para operação comercial as unidades geradoras, pertencentes às controladas indiretas Ventos de Santa Tereza 04, Ventos de Santa Tereza 07, Ventos de Santa Tereza 08, Ventos de Santa Tereza 12, Ventos de São Ricardo 01, Ventos de São Ricardo 02, Ventos de São Ricardo 03, Ventos de São Ricardo 04, Ventos de São Ricardo 10 e a UFV Água Vermelha VII.

(III) A Companhia objetivando alinhamento com as premissas do grupo Auren, procedeu a revisão do reconhecimento contábil dos contratos de arrendamento, concluindo pela remensuração da estimativa contábil daqueles que possuem contraprestação variável. Sendo assim, para os contratos com cláusulas de pagamento que exijam contraprestação variável de acordo com o faturamento, deverão ser reconhecidos diretamente no resultado do exercício.

Consolidado									
	Saldos em 31 de dezembro de 2022	Adições	Remensuração	Provisão para desmobilização	Baixas	Transferências e reclassificações	Juros capitalizados	Saldos em 31 de dezembro de 2023	
Terrenos	414.284	-	-	-	-	-	-	414.284	414.284
Reservatórios, barragens e adutoras	2.943.639	-	-	-	-	1.687	-	2.945.326	2.945.326
Edificações, obras civis e benfeitorias	1.292.845	-	-	-	-	371.014	-	1.663.859	1.663.859
Máquinas e equipamentos	7.600.390	-	(147.641)	16.840	(17.728)	2.670.638	-	10.122.499	10.122.499
Veículos	14.649	-	-	-	-	5.101	-	19.750	19.750
Móveis e utensílios e outros	8.879	-	-	-	(28)	469	-	9.320	9.320
Imóveis destinados a uso futuro	2.099	-	-	-	-	(1.521)	-	578	578
Imobilizado em curso	3.497.002	2.561.570	-	-	(6.082)	(2.948.243)	437.146	3.541.393	3.541.393
Direito de uso de sede administrativa	12.787	-	(197)	-	-	-	-	12.781	12.781
Direito de uso de terreno arrendado	165.414	40.468	6.281	-	-	-	-	212.163	212.163
Subtotal	15.952.179	2.602.038	(141.557)	16.840	(23.838)	99.145	437.146	18.941.953	18.941.953
Depreciação/Amortização	(4.778.375)	(503.943)	31.771	(5.318)	5.662	-	-	(5.250.203)	(5.250.203)
Total líquido	11.173.804	2.098.095	(109.786)	11.522	(18.176)	99.145	437.146	13.691.750	13.691.750

c) Dos bens vinculados à concessão e autorizações

Os bens e as instalações utilizados na geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia, e que são vinculados à concessão, não podem ser retirados, alienados, cedidos ou dados em garantia hipotecária sem a prévia e expressa autorização do Órgão Regulador. São previstos o ferecimento em garantia dos direitos emergentes da outorga os bens constituídos pela geradora eólica ou solar sem autorização da ANEEL, desde que a eventual execução da garantia não comprometa a continuidade da geração de energia elétrica. Já a transferência de outorga ou do controle societário deve ser precedida de anuência prévia. Os ativos de suas controladas que possuem essas características, são:

	Consolidado	
	2024	2023
Concessão	2.255.268	2.346.554
Autorizações	11.478.258	11.153.181
Imóveis destinados a uso futuro	578	578
Total	13.734.104	13.500.313

d) Contrato de concessão

Em 20 de dezembro de 1999, foi firmado o contrato de concessão nº 92/99 (ANEEL - Tietê) com o objeto de produção e comercialização de energia elétrica, na condição de Produtor Independente, por meio das centrais geradoras descritas na nota explicativa nº 1 e das instalações de transmissão de interesse restrito a essas centrais geradoras.

O prazo de vigência do referido contrato é de 30 anos, contado a partir da data de sua assinatura, o qual poderá ser prorrogado mediante requerimento que deve ser apresentado ao Poder Concedente em até 36 meses antes do término do prazo do contrato. A ANEEL deverá se manifestar sobre o requerimento da prorrogação até o 18º mês anterior ao término do prazo da concessão. O deferimento do requerimento levará em consideração o cumprimento dos requisitos de exploração adequada.

O contrato de concessão estabelece que a energia elétrica seja comercializada pela Concessionária, tendo em vista sua condição de Produtor Independente, observadas as condições estabelecidas no contrato de concessão e na legislação específica.

Além disso, o contrato de concessão estabeleceu encargos relacionados ao cumprimento dos termos do contrato: do Edital de Privatização; da legislação sobre a exploração de potenciais hidráulicos; à manutenção das operações; dos equipamentos das usinas e de pessoal técnico apropriado; bem como observar as regulamentações setoriais, ambientais (obrigação de reflorestamento, preservação das margens, povoamento de peixes, entre outros) e a legislação vigente aplicáveis à controlada direta Auren Operações, de modo a assegurar a continuidade, regularidade e eficiência da exploração dos aproveitamentos hidroelétricos.

Especificamente sobre o termo final do contrato, a subcláusula 2ª da cláusula 11 do contrato de concessão estabelece que no advento deste termo, os bens e as instalações vinculados à produção independente de energia elétrica nos aproveitamentos hidroelétricos passarão a integrar o patrimônio da União, mediante indenização dos investimentos realizados ainda não amortizados, desde que autorizados e apurados por fiscalização da ANEEL.

Em 23 de março de 2016, foi firmado o 1º Termo Aditivo ao Contrato de Concessão nº 92/1999 que teve por objetivo transferir o Contrato de Concessão nº 92/1999-ANEEL para a AES Tietê Energia S.A. nos termos aprovados pela Resolução Autorizativa nº 5.433, de 25 de agosto de 2015. Em 03 de agosto de 2021, os prazos de concessão das UHEs e PCHs foram estendidos para 2032 e 2036, respectivamente, conforme aprovado pela Resolução Homologatória nº 2.919, detalhada na nota explicativa nº 12.

Em 17 de setembro de 2021, foi publicada a transferência de titularidade das usinas da AES Tietê Energia S.A. para a empresa Auren Operações S.A. através da Resolução Autorizativa nº 0.426/2021.

Em 30 setembro de 2021, foi publicado o Extrato de Termo Aditivo no Diário Oficial da União - DOU, que formalizou a transferência à Auren Operações S.A., das concessões da Usinas Hidrelétricas regidas pelo contrato de concessão nº 092/1999-ANEEL.

É entendimento dessa Administração, baseada na avaliação de seus consultores jurídicos, de que o valor residual dos bens reversíveis não amortizados (inclusive dos terrenos, que não são depreciados ao longo do período da concessão), sejam eles vinculados ao denominado "Projeto Básico", ou advindos de investimentos posteriores, serão substancialmente indenizados pelo Poder Concedente, em caso de finalização do Contrato de Concessão.

e) Autorizações

No final do prazo das autorizações das PCHs, os bens e instalações vinculados à produção de energia elétrica, não havendo prorrogação, passarão a integrar o patrimônio da União, mediante indenização dos investimentos realizados e ainda não amortizados, desde que autorizados e apurados por auditoria da ANEEL, ou poderá ser exigido que a autorizada restabeleça, por sua conta, o livre escoamento das águas. Desta forma, nenhuma obrigação relacionada à retirada destes bens foi registrada no balanço da controlada direta Auren Operações.

Em relação aos bens e instalações vinculados à produção de energia elétrica das usinas eólicas e solares, não será devida indenização dos investimentos realizados, assegurando-se, porém, ao produtor independente remover as instalações.

imobilizado da Companhia resultam da aplicação das vidas úteis definidas e os resultantes valores residuais que incluem o projeto básico, espelhando o direito de indenização ao final do contrato de concessão com base na melhor estimativa da Administração da Companhia, inclusive amparada em posicionamento de seus assessores legais, quanto à legislação em vigor.

Os bens do ativo imobilizado da controlada direta Auren Operações foram avaliados ao custo atribuído ("deemed cost") na data de transição para as normas internacionais de contabilidade, em 1º de janeiro de 2009 e pelos ativos adquiridos na combinação de negócios, que foram mensurados inicialmente a valor justo na data de aquisição, deduzidos das respectivas depreciações, à exceção de terrenos que não são depreciados. A vida útil dos bens foi revisada em conjunto com a valorização dos ativos ao seu custo atribuído.

A base para o cálculo da depreciação é o valor depreciável do ativo. A depreciação é reconhecida no resultado e calculada de forma linear, que na avaliação da Administração, é o que melhor reflete o padrão de consumo de benefícios econômicos futuros incorporados no ativo.

As taxas de depreciação utilizadas estão previstas na tabela XVI do Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico - MCPSE aprovadas pela Resolução Normativa nº 674 de 11 de agosto de 2015, com exceção às placas solares. Durante o exercício, a Companhia reavaliou a vida útil dos painéis solares e concluiu que estes ativos são capazes de atingir uma vida útil de 40 anos, de acordo com o desempenho operacional e as premissas de custo de operação e manutenção empregados.

A Companhia e suas controladas acompanham e revisam pelo menos uma vez ao ano o valor residual e vida útil dos ativos, inclusive quanto à legislação aplicável para concessões e ao direito de indenização dos ativos remanescentes e não amortizados ao final da concessão. Quando partes significativas do ativo imobilizado são substituídas, essas partes são reconhecidas como ativo individual com vida útil e depreciação específica. Da mesma forma, quando uma manutenção relevante for feita, o seu custo é reconhecido no valor contábil do imobilizado, se os critérios de reconhecimento forem satisfeitos. Todos os demais custos de reparos e manutenção são reconhecidos na demonstração de resultado, quando incorridos.

Um item do ativo imobilizado é baixado quando é vendido ou quando nenhum benefício econômico futuro for esperado pelo seu uso



Auren Participações S.A.
CNPJ: 37.663.076/0001-07

DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS 2024

★ continuação

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS

31 de dezembro
(Valores expressos em milhares de reais - R\$, exceto quando indicado de outra forma)

A movimentação do intangível é como segue:

	Consolidado								
	Extensão de concessão	Uso do Bem Público	Direitos contratuais	Direito de exploração de autorização	Intangível gerado na combinação de negócios	Direitos e projetos em desenvolvimento	Software e outros intangíveis		
							Em curso	Em serviço	Total
Saldos em 31 de dezembro de 2022	813.789	20.031	506.456	813.612	15.591	84.594	87.924	18.854	2.360.851
Adições	-	-	9.305	-	-	-	35.496	-	44.801
Efeito da aquisição dos Complexos Edícios Araripe e Caetés	-	-	-	(127.377)	-	-	-	-	(127.377)
Amortizações	(84.534)	(2.090)	(32.261)	(29.329)	(643)	-	-	(9.137)	(157.994)
Transferências e reclassificações	-	-	(16.137)	63.523	-	(47.386)	(83.581)	13.440	(70.141)
Saldos em 31 de dezembro de 2023	729.255	17.941	467.363	720.429	14.948	37.208	39.839	23.157	2.050.140
Adições	-	-	-	-	-	-	16.143	-	16.143
Efeito de aquisições (i)	-	-	(37.740)	(20.699)	-	-	-	-	(58.439)
Amortizações	(84.533)	(2.090)	(23.512)	(32.313)	(1.415)	-	-	(14.053)	(157.916)
Baixas	-	-	-	-	-	-	-	-	(1.896)
Transferências (ii)	-	-	7.208	-	-	-	(37.753)	41.005	10.460
Saldos em 31 de dezembro de 2024	644.722	15.851	413.319	667.417	13.533	37.208	18.229	48.213	1.858.492

(i) A variação de R\$37.740 é referente às apurações e retificações das obrigações acessórias descritas na nota 5, e o montante de R\$20.699 é proveniente de análise realizada para atendimento ao contrato de compra e venda de ações, que foram acordados e firmados entre a Companhia, a controladora direta Auren Operações e a Cubico Brasil S.A., conforme detalhado na nota 10.

(ii) Refere-se a movimentação de transferência do imobilizado.

13. FORNECEDORES

Notas	Controladora		Consolidado	
	2024	2023	2024	2023
CIRCULANTE				
Energia elétrica comprada para revenda (i)	-	-	155.331	67.545
Energia elétrica comprada para revenda com partes relacionadas	30	-	785	-
Encargo de uso do sistema de transmissão - TUST para as geradoras - TUSDg	-	-	43.829	60.435
Subtotal	-	-	5.608	128.983
Materiais e Serviços (ii)	685	1.719	205.553	233.592
Materiais e Serviços - partes relacionadas	30	3	339.233	138.983
Total	688	1.719	544.828	375.775

(i) A variação é devido, principalmente, pelo aumento das compras de energia pela ARN Comercializadora, resultante da estratégia de comercialização. (ii) Durante o exercício de 2024, a Companhia registrou um aumento significativo na linha de materiais e serviços, decorrente da construção da infraestrutura e aquisição de novos equipamentos da fase de expansão do Complexo Cajuiuna.

A Companhia e suas controladas possuem contratadas 81 cartas de fiança, no valor total de R\$126.007 e 21 seguros garantia, no valor de R\$40.451, totalizando uma importância segurada de R\$166.458 (107 cartas de fiança no valor total de R\$194.883, e 29 seguros garantia no valor de R\$98.744, totalizando uma importância segurada de R\$293.627 em 31 de dezembro de 2023), com custo de 0,22% a 1,30% a.a. Estas garantias têm como objetivo principal cumprir exigências de compra de energia elétrica, principalmente no MRE e mercado de curto prazo (SPOPT).

14. TRIBUTOS A PAGAR

	Controladora		Consolidado	
	2024	2023	2024	2023
CIRCULANTE				
Imposto de renda e contribuição social a pagar (i)				
Imposto de renda	-	-	17.070	10.377
Contribuição social	-	-	9.325	7.223
Total	-	-	26.395	17.600
Outros tributos a pagar				
INSS	801	150	6.041	6.077
PIS e Cofins	150	159	15.245	17.406
ICMS	-	-	20.164	22.431
IRRF	2.985	2.641	3.673	4.221
CIDE	-	-	6.348	3.900
ISS	-	-	666	1.736
Outros	3	49	2.357	4.646
Total	3.939	2.999	54.494	60.417

(i) As controladas Tucano Holding I e II, Veleiros, Santa Tereza, Santa Tereza (06, 07, 09 e 11), Serra Verde (I, II, III, IV, VI e VII), São Ricardo, São Ricardo (1, 2, 5, 6, 7, 8, 9, 12 e 13), Potengi, Tucano (F5, F9, F11 e F13), ARN Comercializadora, GF1 Holdings, GF2 Holdings, Arinos Solar Holdings, Arinos Solar (I a VIII), Cajuiuna AB1 e AB3, Cordilheira dos Ventos, Ventos de São Tomé Holding S.A., Ventos de São Tito Holding S.A. e

Auren Energy são tributadas pelo regime de lucro real. No que se refere à forma de pagamento de imposto de renda e contribuição social, a controladora direta Auren Operações apurou prejuízo fiscal no período assim como as empresas Tucano Holding I e II, Veleiros, Santa Tereza, Santa Tereza (06, 07 e 11), Serra Verde (VI e VII), São Ricardo, São Ricardo (8, 9 e 13), Potengi, Tucano (F9, F11 e F13), ARN Comercializadora, GF1 Holdings, Arinos Solar Holdings, Arinos Solar (I a VIII), Cajuiuna AB1 e AB3, Cordilheira dos Ventos, Ventos de São Tomé Holding S.A. e Ventos de São Tito Holding S.A.. As empresas Tucano F5, Santa Tereza 9, Serra Verde (I a VI) e São Ricardo (2, 5, 6, 7 e 12) levantaram balancete de suspensão, já as empresas São Ricardo 1, GF2 Holdings e Auren Energy levantaram balancete de redução.

Por sua vez, as controladas indiretas, Ventus Holding, Tietê Eólica, Nova Energia e Tietê Eólica se utilizaram da apuração com base no balancete de redução e recolherão tributos no ajuste anual, as demais controladas indiretas MS Participações, Santos e REB apuraram prejuízo fiscal.

Com exceção das empresas mencionadas acima, as apurações do imposto de renda e da contribuição social das demais empresas dos Complexos Ouroeste, Complexo Tucano, Alto Sertão II, Complexo Guaimbê, Complexo Ventus, Complexos Salinas e Mandacaru, Santa Tereza 01 a 05, 08, 10, 12 a 14, Serra Verde V, São Ricardo (3, 4, 10 e 11), AGV VII, Complexo Cassino, Complexo Araripe e Complexo Caetés são realizadas com base na forma de tributação do lucro presumido sob o regime de caixa.

15. EMPRÉSTIMOS, FINANCIAMENTOS E DEBÊNTURES

Os saldos de debêntures, não conversíveis, empréstimos e financiamentos são compostos da seguinte forma:

	Controladora				
	2024				
	Principal	Encargos	Custos de transação	Total	
CIRCULANTE					
MOEDA ESTRANGEIRA					
Scotiabank 4131 (2ª série)	464.422	11.390	-	(18)	475.794
Scotiabank 4131 (3ª série)	224.875	5.515	-	(18)	230.372
Total da dívida	689.297	16.905	-	(36)	706.166

	Controladora								
	2023								
	Circulante				Não circulante				
Principal	Encargos	Custos de transação	Total	Principal	Encargos	Custos de transação	Total	Total circulante + não circulante	
MOEDA NACIONAL									
Debêntures									
Debêntures - 1ª Emissão	-	45.187	(2.777)	42.410	1.066.124	(591)	1.065.533	1.107.943	
Subtotal	-	45.187	(2.777)	42.410	1.066.124	(591)	1.065.533	1.107.943	
MOEDA ESTRANGEIRA									
Scotiabank 4131 (1ª série)	187.214	944	(569)	187.589	-	-	-	187.589	
Scotiabank 4131 (2ª série)	-	9.290	(334)	8.956	362.518	(18)	362.500	371.456	
Scotiabank 4131 (3ª série)	-	4.550	(334)	4.216	175.473	(18)	175.455	179.671	
Subtotal	187.214	14.784	(1.237)	200.761	537.991	(36)	537.955	738.716	
Total da dívida	187.214	59.971	(4.014)	243.171	1.604.115	(627)	1.603.488	1.846.659	

MOEDA NACIONAL

	Consolidado								
	2024								
	Circulante				Não Circulante				Total circulante + não circulante
Principal	Encargos	Custos de transação	Total	Principal	Encargos	Custos de transação	Total		
Debêntures									
1ª Emissão - Tucano Holding II	14.886	10.725	(969)	24.642	369.121	-	(11.406)	357.715	382.357
2ª Emissão - Veleiros (1ª série)	1.305	533	(126)	1.712	81.051	-	(2.772)	78.279	79.991
2ª Emissão - Veleiros (2ª série)	333	435	(169)	599	70.656	-	(2.690)	67.966	68.565
1ª Emissão - Cajuiuna AB1	17.860	2.964	(2.118)	18.706	1.073.672	-	(56.495)	1.017.177	1.035.883
8ª Emissão - Auren Operações	25.564	1.243	(1.434)	25.373	158.496	-	(4.023)	154.473	179.846
9ª Emissão (1ª Série) - Auren Operações	-	46.620	(1.327)	45.293	1.380.000	-	(949)	1.379.051	1.424.344
9ª Emissão (2ª Série) - Auren Operações	-	11.773	(5.466)	6.307	876.517	-	(14.059)	862.458	868.765
9ª Emissão (3ª Série) - Auren Operações	-	9.153	(1.650)	7.503	244.811	-	(4.250)	240.561	247.864
10ª Emissão - Auren Operações	-	4.641	(916)	3.725	750.000	-	(2.196)	747.804	751.529
11ª Emissão - Auren Operações	-	28.444	(1.473)	26.971	618.552	-	(18.049)	600.503	627.474
1ª Emissão (1ª série) - Tietê Eólica	9.411	27	(310)	9.128	-	-	-	-	9.128
1ª Emissão (2ª Série) - Tietê Eólica	13.463	41	(285)	13.219	-	-	-	-	13.219
Complexo Edício Araripe	19.852	298	(968)	19.182	65.096	-	(2.421)	62.675	81.857
Complexo Edício Caetés	26.074	291	(591)	25.774	60.287	-	(1.181)	59.106	84.880
1ª Emissão Potengi (1ª Série)	8.748	887	(1.041)	8.594	305.140	-	(16.662)	288.478	297.072
1ª Emissão Potengi (2ª Série)	17.447	564	(622)	17.389	191.007	-	(10.577)	180.430	197.819
1ª Emissão - (1ª série) - Santa Tereza 07	29.235	12.513	(1.182)	40.566	608.786	-	(15.665)	593.121	633.687
1ª Emissão - (2ª série) - Santa Tereza 07	7.470	6.392	(443)	13.419	311.743	-	(8.087)	303.656	317.075
Subtotal	191.648	137.544	(21.090)	308.102	7.164.735	-	(171.482)	6.993.253	7.301.355
Empréstimos e financiamentos									
BNDES - Auren Operações	27.294	452	(160)	27.586	104.627	-	(613)	104.014	131.600
BNB - Complexos Edícios Salinas e Mandacaru	13.965	402	(1.834)	12.533	104.675	1.197	(9.719)	96.153	108.686
FDNE - Santa Tereza 01	7.999	1.062	(123)	8.938	116.383	-	(2.220)	114.163	123.101
BNDES - Complexo Edício Cassino	16.481	355	(817)	16.019	92.022	-	(4.560)	87.462	103.481
BNDES - Complexo Edício Araripe	44.940	1.370	(3.218)	43.092	381.173	-	(20.382)	360.791	403.883
BNDES - Complexo Edício Caetés	43.277	1.319	(4.483)	40.113	367.056	-	(16.253)	350.803	390.916
BNDES - Complexos Edícios Salinas e Mandacaru	21.482	403	(1.429)	20.456	100.613	-	(6.549)	94.064	114.520
BNB - Complexo Edício Tucano (Anglo)	16.797	2.634	(419)	19.012	328.582	29.481	(6.202)	351.861	370.873
BNB - São Ricardo 03	5.481	502	(36)	5.947	120.573	-	(787)	119.786	125.733
BNB - São Ricardo 04	4.263	390	(33)	4.620	93.779	-	(732)	93.047	97.667
Outros	27.227	-	-	27.227	-	-	-	-	27.227
Subtotal	229.206	8.889	(12.552)	225.543	1.809.483	30.678	(68.017)	1.772.144	1.997.687
MOEDA ESTRANGEIRA									
Scotiabank 4131 (2020) Auren Operações	359.530	16	-	359.546	-	-	-	-	359.546
Scotiabank 4131 (2021) Auren Operações	641.889	3.889	-	645.578	213.896	-	-	213.896	859.474
Scotiabank 4131 (2ª série) Auren Participações	464.422	11.390	(18)	475.794	-	-	-	-	475.794
Scotiabank 4131 (3ª série) Auren Participações	224.875	5.515	(18)	230.372	-	-	-	-	230.372
Subtotal	1.690.516	20.810	(36)	1.711.290	213.896	-	-	213.896	1.925.186
Total da dívida	2.111.370	167.243	(33.678)	2.244.935	9.188.114	30.678	(239.499)	8.979.293	11.224.228

MOEDA NACIONAL

	Consolidado								
	2023								
	Circulante				Não Circulante				Total circulante + não circulante
Principal	Encargos	Custos de transação	Total	Principal	Encargos	Custos de transação	Total		
Debêntures									
1ª Emissão - Tucano Holding II	20.818	47.421	(1.011)	67.228	320.661				



→ continuação

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS

31 de dezembro
(Valores expressos em milhares de reais - R\$, exceto quando indicado de outra forma)

15.3 Características dos contratos de debêntures, empréstimos e financiamentos estão descritas a seguir:

Companhia	Descrição	Valor Ingresso	Data Emissão	Taxa Contratual	Pagamento de Juros	Sistema de amortização do Principal	Montante	Vencimento	Covenants	Finalidade
Tucano Holding II	1ª Emissão - Tucano Holding II	300.000	Outubro de 2021	IPCA + 6,06%	Semestral (a partir de 2024)	Semestral (a partir de 2024)	382.357	Setembro de 2041	Índice de cobertura do serviço da dívida ("ICSD"): calculado a partir da divisão da geração de caixa pelo serviço da dívida calculado ao final de cada exercício social - ICSD: ≥1,1x, medição a partir de 2024.	Financiamento do Projeto Eólico Tucano II
Cajuína AB1	1ª Emissão - Cajuína AB1	950.000	Junho de 2022	IPCA + 7,07%	Semestral (a partir 2023)	Semestral (a partir de junho 2024)	1.035.883	Junho de 2044	Índice de cobertura do serviço da dívida ("ICSD"): calculado a partir da divisão da geração de caixa pelo serviço da dívida calculado ao final de cada exercício social - ICSD: ≥1,1x, medição a partir de 2024.	Reembolso e pagamento de despesas relacionadas à construção e implementação da fase 1 e 2 do Parque Eólico Cajuína
Auren Operações	8ª Emissão - Auren Operações	200.000	Maio de 2018	IPCA + 6,02%	Semestrais	Semestrais	179.846	Maio de 2030	Índice de cobertura do serviço da dívida ("ICSD"): calculado a partir da divisão da geração de caixa pelo serviço da dívida calculado ao final de cada exercício social - ICSD: ≥1,2x	Reembolso e pagamento de despesas relacionadas ao Complexo Boa Hora
Auren Operações	9ª Emissão (1ª Série) - Auren Operações			CDI + 1,00%	Semestrais	Anual	1.424.344	Março de 2026 Março de 2027	Capacidade de endividamento líquido: mede o nível de endividamento líquido em relação ao EBITDA ajustado dos últimos 12 meses - Dívida líquida/EBITDA ajustado: ≤4,5x	Reforço de capital de giro e pré-pagamento da 6ª emissão de debêntures
Auren Operações	9ª Emissão (2ª Série) - Auren Operações	2.200.000	Março de 2019	IPCA + 4,71%	Semestrais	Anual	868.765	Março de 2027 Março de 2028 Março de 2029	Capacidade de pagamento de juros: mede o EBITDA ajustado/despesas financeiras: ≥1,25x	Reembolso e pagamento de despesas relacionadas à construção e implementação dos projetos Guaimbé e AGV
Auren Operações	9ª Emissão (3ª Série) - Auren Operações			IPCA + 4,71%	Anual	Anual	247.864	Março de 2027 Março de 2028 Março de 2029	Capacidade de pagamento de juros: mede o EBITDA ajustado sobre despesa financeira dos últimos 12 meses - EBITDA ajustado/despesas financeiras: ≥1,25x	Reembolso e pagamento de despesas relacionadas à construção e implementação dos projetos Guaimbé e AGV
Auren Operações	10ª Emissão - Auren Operações	750.000	Dezembro de 2022	CDI + 1,50%	Semestral	Parcela única no vencimento	751.529	Dezembro de 2027	Capacidade de endividamento líquido: mede o nível de endividamento líquido em relação ao EBITDA ajustado dos últimos 12 meses - Dívida líquida/EBITDA ajustado: ≤4,5x Capacidade de pagamento de juros: mede o EBITDA ajustado sobre despesa financeira dos últimos 12 meses - EBITDA ajustado/despesas financeiras: ≥1,25x	Reforço de capital de giro
Auren Tietê Eólica	1ª Emissão Debêntures de Infraestrutura (1ª série) 1ª Emissão Debêntures de Infraestrutura (2ª série)	146.000	Dezembro de 2014	IPCA + 7,61% a.a. (1ª série) IPCA + 7,87% a.a. (2ª série)	Mensal	Mensal	9.128 13.219	Dezembro de 2025	Índice de cobertura do serviço da dívida ("ICSD"): calculado a partir da divisão da geração de caixa pelo serviço da dívida calculado ao final de cada exercício social - ICSD: ≥1,3x	Financiamento dos parques de Alto Sertão II
Complexo Eólico Caetés	Complexo Eólico Caetés	89.000	Dezembro de 2014	IPCA + 8,86%	Semestral	Semestral	81.857	Dezembro de 2027	Índice de cobertura do serviço da dívida ("ICSD"): calculado a partir da divisão da geração de caixa pelo serviço da dívida calculado ao final de cada exercício social - ICSD: ≥1,2x	Financiamento dos parques do Complexo Eólico Caetés
Complexo Eólico Araripe	Complexo Eólico Araripe	111.000	Março de 2016	IPCA + 9,24%	Semestral	Semestral	84.880	Junho de 2028	Índice de cobertura do serviço da dívida ("ICSD"): calculado a partir da divisão da geração de caixa pelo serviço da dívida calculado ao final de cada exercício social - ICSD: ≥1,2x	Financiamento dos parques do Complexo Eólico Araripe
Auren Operações	BNDES	385.177	Outubro de 2012	TJLP + 2,51% e 2,71%	Mensal	Mensal	131.600	Outubro de 2029	Capacidade de endividamento líquido: mede o nível de endividamento líquido em relação ao EBITDA ajustado dos últimos 12 meses - Dívida líquida/EBITDA ajustado: ≤4,5x, calculado ao final de cada exercício social	Financiamento dos parques do Complexo Ventus
Complexos Eólicos Salinas e Mandacaru	BNDES - Complexos Eólicos Salinas e Mandacaru	275.800	Julho de 2013 (MS) Abril de 2014 (Santos)	TJLP + 1,66%, 1,76% e 1,88% (MS) TJLP + 2,45% (Santos)	Mensal	Mensal	114.520	Maio, Outubro e Novembro de 2029 (MS) Dezembro de 2030 (Santos)	Índice de cobertura do serviço da dívida ("ICSD"): calculado a partir da divisão da geração de caixa pelo serviço da dívida calculado ao final de cada exercício social - ICSD: ≥1,3x	Financiamento dos parques dos Complexos Eólicos Mandacaru e Salinas
Complexos Eólico Cassino	BNDES (Cassino)	219.291	Dezembro de 2014	TJLP + 2,18%	Mensal	Mensal	103.481	Julho de 2032	Índice de cobertura do serviço da dívida ("ICSD"): calculado a partir da divisão da geração de caixa pelo serviço da dívida calculado ao final de cada exercício social - ICSD: ≥1,3x	Financiamento dos parques do Complexo Eólico Cassino
Complexo Eólico Caetés	BNDES (Caetés)	580.801	Dezembro de 2014	TJLP + 2,20%	Mensal	Mensal	403.883	Abril de 2032	Índice de cobertura do serviço da dívida ("ICSD"): calculado a partir da divisão da geração de caixa pelo serviço da dívida calculado ao final de cada exercício social - ICSD: ≥1,2x	Financiamento dos parques do Complexo Eólico Caetés
Complexo Eólico Araripe	BNDES (Araripe)	621.225	Maio de 2015	TJLP + 2,20%	Mensal	Mensal	390.916	Abril de 2032	Índice de cobertura do serviço da dívida ("ICSD"): calculado a partir da divisão da geração de caixa pelo serviço da dívida calculado ao final de cada exercício social - ICSD: ≥1,2x	Financiamento dos parques do Complexo Eólico Araripe
Complexos Eólicos Salinas e Mandacaru	BNB - Complexos Eólicos Salinas e Mandacaru	198.500	Maio de 2013	2,50% (pré)	Semestral	Semestral	108.686	Maio de 2030, 2031 e 2033	Índice de cobertura do serviço da dívida ("ICSD"): calculado a partir da divisão da geração de caixa pelo serviço da dívida calculado ao final de cada exercício social - ICSD: ≥1,3x	Financiamento dos parques dos Complexos Eólicos Mandacaru e Salinas
Complexo Eólico Tucano (Anglo)	BNB	332.916	Julho de 2021	IPCA + 2,66%	Mensal (a partir de agosto de 2023)	Mensal (a partir de agosto de 2023)	370.873	Julho de 2045	N/A	Financiamento do Projeto Eólico Tucano II
Auren Operações	Outros	50.000	Setembro de 2022	IPCA	Mensal (a partir de setembro de 2023)	Mensal (a partir de setembro de 2023)	27.227	Setembro de 2025	N/A	Reforço de caixa e liquidez
Auren Operações	Scotiabank 4131 (1ª série)	600.000 USD 116.122	Dezembro de 2020	USD + 1,6320% com swap para o CDI + 1,50%	Trimestral	Dezembro 2024 e Dezembro 2025	359.546	Dezembro de 2025	Capacidade de pagamento de juros: mede o EBITDA ajustado sobre despesa financeira dos últimos 12 meses - EBITDA ajustado/despesas financeiras: ≥1,25x	Reforço de capital de giro
Auren Operações	Scotiabank 4131 (2ª série)	800.000 USD 138.169	Março de 2021	USD + 1,7786% com swap para o CDI + 1,48	Semestral	Março 2025 e Março 2026	859.474	Março de 2026	Capacidade de pagamento de juros: mede o EBITDA ajustado sobre despesa financeira dos últimos 12 meses - EBITDA ajustado/despesas financeiras: ≥1,25x	Financiamento dos parques do Complexo Ventus
Controladora	Scotiabank 4131 (2ª série)	383.363 USD 75.000	Janeiro de 2023	USD + 5,2870% com swap para o CDI + 1,60%	Semestral	Parcela única no vencimento	475.794	Janeiro de 2025	N/A	Reforço de caixa e liquidez.
Controladora	Scotiabank 4131 (3ª série)	187.750 USD 36.315	Janeiro de 2023	USD + 5,2870% com swap para o CDI + 1,65%	Semestral	Parcela única no vencimento	230.372	Janeiro de 2025	N/A	Reforço de caixa e liquidez.
Veleiros	2ª emissão - Debênture 1ª série	80.000	Dezembro de 2023	IPCA + 7,33%	Semestral	Semestral	79.991	Novembro de 2047	N/A	Financiamento do Complexo Eólico Cajuína.
Veleiros	2ª emissão - Debênture 2ª série	80.000	Dezembro de 2023	IPCA + 6,93%	Semestral	Semestral	68.565	Novembro de 2041	N/A	Financiamento do Complexo Eólico Cajuína.
Santa Tereza 07	1ª Emissão - Debêntures (1ª série)	600.000	Abril de 2024	IPCA + 6,93%	Março de 2025	Semestral (a partir de março de 2025)	633.687	Março de 2039	Índice de cobertura do serviço da dívida ("ICSD"): calculado a partir da divisão da geração de caixa pelo serviço da dívida calculado ao final de cada exercício social - ICSD: ≥1,1x	Emissão de longo prazo em substituição a de curto prazo emitida em março de 2022.
Santa Tereza 07	1ª Emissão - Debêntures (2ª série)	300.000	Abril de 2024	IPCA + 7,08%	Março de 2025	Semestral (a partir de março de 2025)	317.075	Março de 2044	Índice de cobertura do serviço da dívida ("ICSD"): calculado a partir da divisão da geração de caixa pelo serviço da dívida calculado ao final de cada exercício social - ICSD: ≥1,1x	Emissão de longo prazo em substituição a de curto prazo emitida em março de 2022.
Santa Tereza 01	FDNE - Santa Tereza 01	122.849	Fevereiro de 2024	IPCA + 2,93%	Junho de 2025	Semestral (a partir de junho de 2025)	123.101	Dezembro de 2043	Índice de cobertura do serviço da dívida ("ICSD"): calculado a partir da divisão da geração de caixa pelo serviço da dívida calculado ao final de cada exercício social - ICSD: ≥1,2x	Emissão de longo prazo para pagamento parcial da Nota Comercial da Potengi Holding S.A (dívida de curto prazo)
São Ricardo 03	BNB - São Ricardo 03	123.750	Novembro de 2023	IPCA + 4,53%	Janeiro de 2025	Mensal (a partir de janeiro de 2025)	125.733	Dezembro de 2047	N/A	Emissão de longo prazo para pagamento parcial da 1ª Emissão da Veleiros Holding S.A. (dívida de curto prazo)
São Ricardo 04	BNB - São Ricardo 04	96.250	Novembro de 2023	IPCA + 4,53%	Janeiro de 2025	Mensal (a partir de janeiro de 2025)	97.667	Dezembro de 2047	N/A	Emissão de longo prazo para pagamento parcial da 1ª Emissão da Veleiros Holding S.A. (dívida de curto prazo)

Para o exercício findo em 31 de dezembro de 2024, todos os covenants das obrigações contratadas foram atendidos em sua plenitude.

15.4 Composição de moeda e indexadores do principal e encargos:

	Controladora e Consolidado		Controladora			Consolidado		
	2024	2023	2024	2023	2024	2023	2024	2023
	Indexador		R\$	%	R\$	%	R\$	%
Moeda nacional								
CDI (índice do último dia útil do exercício)	12,15%	11,65%	-	-	1.111.311	60,03	2.181.261	18,97
IPCA (índice acumulado dos últimos 12 meses)	4,83%	4,62%	-	-	-	-	6.067.819	52,78
TJLP (índice do último dia útil do exercício)	7,43%	6,55%	-	-	-	-	1.202.864	10,46
Pré-fixado	2,55%	2,55%	-	-	-	-	120.239	1,05
Moeda estrangeira								
Dólar (taxa do último dia útil do exercício)	6,1923	4,8413	706.202	100,00	739.989	39,97	1.925.222	16,74
Total			706.202	100,00	1.851.300	100,00	11.497.405	100,00

15.5 Parcelas relativas ao principal das debêntures, empréstimos e financiamentos e custos de transação, atualmente classificadas no passivo não circulante:

	Consolidado					
	Debêntures	Empréstimos e financiamentos	Moeda estrangeira	Encargos	Custos de transação	Total
2026	862.165	208.233	213.896	1.653	(31.805)	1.254.142
2027	2.002.439	218.670	-	1.723	(29.564)	2.193.268
2028	586.875	228.430	-	1.808	(24.625)	792.488
2029	587.491	236.294	-	1.919	(20.975)	804.729
2030	231.119	215.135	-	1.951	(18.682)	429.523
2031 em diante	2.894.646	702.721	-	21.624	(113.848)	3.505.143
	7.164.735	1.809.483	213.896	30.678	(239.499)	8.979.293

16. PASSIVO DE ARRENDAMENTO

Os contratos de arrendamento são relacionados a aluguéis de terrenos (233 contratos), com vigência até 2057. A Companhia e a sua controlada direta Auren Operações reconhecem o passivo dos pagamentos futuros e o direito de uso do ativo arrendado para os contratos de arrendamento mercantil. Adicionalmente, reconhecem um custo de amortização dos ativos de direito de uso e despesa de juros sobre obrigações de arrendamento. A taxa de desconto utilizada varia de 9,51% a 12,70% a.a. A movimentação do passivo arrendado é como segue:

	Controladora	Consolidado
Saldo em 31 de dezembro de 2022	2.529	180.221
Ingressos	-	40.468
Remensuração (i)	(132)	7.027
Encargos financeiros	246	16.939
Pagamento de encargos financeiros	(246)	(15.895)
Pagamento de principal	(1.254)	(8.650)
Saldos em 31 de dezembro de 2023	1.143	220.110
Ingressos	-	21.967
Remensuração (i)	3.330	(135.578)
Encargos financeiros	98	21.683
Pagamento de encargos financeiros	(66)	(19.892)
Pagamento de principal	(1.553)	(8.473)
Saldos em 31 de dezembro de 2024	2.952	99.818
Circulante	1.388	3.327
Não circulante	1.564	96.491
(i) O passivo de arrendamento é remensurado quando há uma alteração nos pagamentos futuros de arrendamento resultante de alteração em índice ou taxa, extensão ou rescisão ou se há um pagamento de arrendamento revisado fixo em essência. Quando o passivo de arrendamento é remensurado dessa maneira, é efetuado um ajuste correspondente ao valor contábil do ativo de direito de uso.		
A Companhia objetivando alinhamento com as premissas do grupo Auren, procedeu a revisão do reconhecimento contábil dos contratos de arrendamento. Ao se aplicarem as premissas do grupo Auren, concluiu-se pela necessidade de reavaliação recorrente da estimativa contábil daqueles contratos que possuem contraprestação variável atrelado ao faturamento. Sendo assim, para os contratos com cláusulas de pagamento que exijam contraprestação variável de acordo com o faturamento, deverão ser reconhecidos diretamente no resultado do exercício.		
Os vencimentos futuros do passivo de arrendamento são como segue:		
	Controladora	Consolidado
CIRCULANTE		
2025	1.388	3.327
Subtotal NÃO CIRCULANTE	1.388	3.327
2026	1.564	3.386
2027	-	2.022
2028	-	2.118
2029	-	2.325
2030	-	2.581
2031 em diante	-	84.059
Subtotal	1.564	96.491
Total	2.952	99.818

17. OBRIGAÇÕES COM BENEFÍCIOS PÓS-EMPREGO

17.1 Previdência privada

A Companhia patrocina planos de benefícios suplementares de aposentadoria e pensão para seus empregados e ex-empregados e respectivos beneficiários, com o objetivo de complementar os benefícios garantidos pelo sistema oficial da previdência social. A Vivest é a principal entidade responsável pela Administração dos planos de benefícios patrocinados pela Companhia.

A Companhia, através de negociações com os sindicatos representativos da categoria, reformulou o plano em 1997, tendo como característica principal o modelo misto, composto de 70% do salário real de contribuição como benefício definido, e 30% do salário real de contribuição como contribuição definida. Essa reformulação teve como objetivo equacionar o déficit técnico atuarial e diminuir o risco de futuros déficits. Em 03 de maio de 2019, foi aprovado pela PREVIC, por meio da Portaria PREVIC nº 296, a alteração no regulamento do PSAP/Tietê (Plano de suplementação de aposentadoria e pensão), que trata do fechamento às novas adesões. O novo regulamento teve início de vigência em 1º de junho de 2019. Nesta mesma data, houve a abertura de um novo plano de contribuição definida (CD). Adicionalmente, em 17 de dezembro de 2020, foi aprovado pela PREVIC, por meio da Portaria PREVIC nº 867, nova alteração no regulamento do PSAP, que trata do saldamento do plano de benefícios. Esta operação de saldamento resulta na suspensão dos aportes de contribuições do PSAP e, a partir desta data, os aportes serão efetuados no plano CD, criado em 2019.

O objetivo foi mitigar riscos de futuros déficits, buscando maior equilíbrio e controle das obrigações do plano e, ao mesmo tempo, preservar o direito adquirido dos participantes e assistidos, diminuindo também as contribuições para equacionamento de eventuais déficits futuros. Os riscos mitigados foram de aumento da obrigação atuarial em função do acúmulo de tempo de serviço e do crescimento salarial do subplano BD. Os riscos financeiro e de mortalidade continuarão existindo, porém terão um impacto menor sobre o passivo do subplano BD.

O plano de aposentadoria na modalidade benefício definido tem o custo da concessão dos benefícios determinados pelo método de crédito unitário projetado, líquido dos ativos garantidores do plano. A Companhia avalia seu passivo com benefícios suplementares de aposentadoria por meio de avaliação atuarial realizada em bases anuais, com a ajuda de consultores especializados em serviços atuariais. A avaliação atuarial envolve o uso de premissas descritas a seguir: A obrigação de benefício definido é altamente sensível a mudanças nessas premissas. Ao final do exercício de 2023, a Companhia procedeu à avaliação atuarial anual, na qual foram revisadas todas as premissas para aquela data. O ativo líquido do plano de benefícios é avaliado pelo valor justo.

O Benefício Suplementar Proporcional Saldado (BSPS) é garantido aos empregados participantes do plano de suplementação que aderiram anteriormente ao modelo implementado no momento da privatização da Companhia, e vierem a se desligar, mesmo sem estarem aposentados. Esse benefício assegura o valor proporcional da suplementação relativo ao período do serviço anterior à data da reformulação do novo plano de suplementação. O benefício será pago a partir da data em que o participante completar as carências mínimas previstas no regulamento do plano. As principais premissas utilizadas pela Companhia estão descritas a seguir: (i) Taxa de desconto: a Companhia considera as taxas dos títulos do Tesouro Nacional com vencimento correspondente a duração (tempo médio de pagamento futuro dos beneficiários) da obrigação do benefício definido; (ii) Taxa de mortalidade: se baseia em tábuas de mortalidade disponíveis no país. A Vivest testa, anualmente, a aderência da tábua de mortalidade utilizada, à experiência recente da população do plano; (iii) Aumento salarial, benefícios e inflação: a hipótese de crescimento salarial é definida pela Companhia, de acordo com sua política de remuneração, para refletir a expectativa de crescimento salarial real para os próximos anos. Os reajustes de benefícios são corrigidos anualmente pelo IGP-DI, que é o indexador do plano. Em relação à taxa de inflação, foi determinado 3,5% com base nas taxas projetadas para os próximos 10 anos; (iv) A taxa esperada de retorno de ativos do plano é a mesma taxa utilizada para descontar o valor do passivo.

O ativo ou passivo líquido do plano de benefício definido reconhecido nas demonstrações contábeis corresponde ao valor presente da obrigação pelo benefício definido (utilizando uma taxa de desconto com base em títulos de longo prazo do Governo Federal), menos o valor justo dos ativos do plano. Os ativos do plano são mantidos por uma entidade fechada de previdência complementar (Vivest). O valor justo se baseia em informações sobre preço de mercado e, no caso de títulos cotados, no preço de compra publicado. O valor de qualquer ativo de benefício definido reconhecido é limitado ao valor presente de qualquer benefício econômico disponível na forma de reembolso ou de reduções nas contribuições patronais futuras do plano.

Em 31 de dezembro de 2024, a Vivest indicou um déficit no plano BD de R\$ 32.052 (R\$ 9.379 em 31 de dezembro de 2023), valor inferior ao limite estabelecido pela Resolução CNPC nº 30, de 10 de outubro de 2018, que para o exercício findo em 31 de dezembro de 2024 é de R\$ 21.045 (R\$ 18.722 em 31 de dezembro de 2023), sendo necessária elaboração de plano de equacionamento de, no mínimo, R\$ 11.007, referente à parcela excedente. O BSPS apresentou déficit técnico pela Vivest de R\$ 44.552 (déficit de R\$ 10.818 em 31 de dezembro de 2023), valor superior ao limite estabelecido pela Resolução CNPC, que na data base de 31 de dezembro de 2024 foi de R\$ 19.667 (R\$ 18.654 em 31 de dezembro de 2023) e necessidade de equacionamento de, no mínimo, R\$ 24.895. O Plano CV fechou o exercício de 2024 deficit de R\$ 3.489 valor superior ao limite legal de R\$ 2.203, sendo necessário equacionamento de, no mínimo, R\$ 1.286, (em equilíbrio em 31 de dezembro de 2024).

Vale ressaltar que existem duas formas de apuração de resultados desse plano: a que a Companhia calcula para atendimento à Deliberação CVM nº 110/2022 e a calculada pelo administrador do plano para fins de atendimento às Resoluções do Conselho Nacional de Previdência Complementar - CNPC. Os valores estimados são diferentes pois utilizam metodologias e premissas distintas.

Programa de incentivo à aposentadoria

A Companhia possui Programa de Incentivo à Aposentadoria (PIA), previsto em seu acordo coletivo. O aderente ao PIA receberá os seguintes benefícios: (i) indenização variável equivalente a 0,3 do último salário-base por ano de trabalho prestado à Companhia, limitado a 10 salários; (ii) 12 meses de auxílio alimentação (VA/VFR); e (iii) 18 meses de assistência médica hospitalar e odontológica aos empregados e seus dependentes diretos.

Informações relevantes das obrigações com benefícios pós-emprego Ativos e passivos atuariais

	Consolidado	
	2024	2023
Valor presente das obrigações atuariais	505.946	594.471
Valor justo dos ativos do plano	(499.434)	(500.722)
Efeito do limite máximo de reconhecimento de ativo/passivo oneroso	12.473	-
Subtotal passivo registrado com previdência privada	18.985</	



Auren Participações S.A.
CNPJ: 37.663.076/0001-07

DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS 2024

★ continuação

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS

31 de dezembro
(Valores expressos em milhares de reais - R\$, exceto quando indicado de outra forma)

17.3.2 Movimentações do passivo registrado

	Consolidado	
	2024	2023
Valor presente das obrigações atuariais no início do exercício	604.729	605.416
Custo dos serviços correntes	927	700
Custo dos juros	54.895	60.160
Benefícios pagos pelo plano	(49.099)	(45.106)
Benefícios pagos pela empresa	(746)	(1.852)
Contribuições dos empregados	419	392
Efeito do limite máximo de reconhecimento do passivo oneroso	12.473	-
Perda atuarial	(96.683)	(14.981)
Valor presente das obrigações atuariais no final do exercício	526.915	604.729

17.3.3 Movimentações do valor justo dos ativos do plano

	Consolidado	
	2024	2023
Valor dos ativos do plano no início do exercício	500.722	494.726
Rendimento esperado dos ativos do plano	45.633	49.302
Contribuição paga pela empresa	8.301	6.189
Benefícios pagos pelo plano	(49.099)	(45.106)
Contribuições dos empregados	418	392
Perda atuarial nos ativos do plano	(6.541)	(4.781)
Valor justo dos ativos do plano no final do exercício	499.434	500.722

17.3.4 Despesas reconhecidas no resultado do exercício:

	Consolidado	
	2024	2023
Custo dos Juros	54.000	59.344
Rendimento sobre o valor justo do ativo do plano	(45.633)	(49.302)
Subtotal das despesas benefício definido	8.367	10.042
Contribuição definida	3.991	4.544
Total da despesa com entidade de previdência privada	12.358	14.586
Custo dos serviços correntes	927	700
Custo dos juros	895	816
Total das despesas programa de incentivo à aposentadoria	1.822	1.516
Total das despesas com benefícios pós-emprego	14.180	16.102

17.3.5 Movimentações do passivo registrado:

	Controladora e Consolidado	
	2024	2023
Saldo no início do exercício	104.007	110.690
Despesa do exercício conforme laudo atuarial	10.190	11.557
Ajuste de avaliação atuarial (remensurações)	(77.669)	(10.199)
Pagamentos de contribuições	(9.047)	(8.041)
Saldo no final do exercício	27.481	104.007

17.3.6 Movimentações das remensurações atuariais reconhecidas em outros resultados abrangentes

	Controladora	
	2024	2023
Saldo no início do exercício	87.084	97.283
Perda atuarial gerada pelo efeito da alteração de premissas demográficas e financeiras	(112.512)	43.871
Ganho (perda) atuarial gerada pela experiência demográfica	15.828	(58.851)
Ganho (perda) atuarial gerada pelo rendimento efetivo dos ativos do plano	6.541	4.781
Saldo no final do exercício	(3.059)	87.084

17.3.7 Composição dos investimentos do plano por segmento:

	Distribuição dos investimentos			Limites de alocação estabelecidos pelo Conselho Monetário Nacional
	Mensuração do valor justo	2024	2023	
Renda fixa	Nível 2	86,07%	86,01%	até 100%
Renda variável	Nível 2	6,38%	6,98%	até 70%
Empréstimos a participantes	Nível 2	1,15%	1,16%	até 15%
Investimentos estruturados	Nível 2	1,64%	2,75%	até 20%
Investimento no exterior	Nível 2	2,61%	1,33%	até 10%
Imóveis	Nível 3	2,17%	1,24%	até 8%
Outros	-	-	0,54%	-
Total		100,00%	100,00%	

17.3.8 Premissas atuariais utilizadas:

	Previdência privada		Incentivo à aposentadoria	
	2024	2023	2024	2023
a) Premissas econômicas:				
a1) Determinação do passivo atuarial:				
Taxa de desconto nominal para a obrigação atuarial	11,21%	9,44%	11,15%	9,54%
Índice estimado de aumento nominal dos salários	N/A	N/A	6,09%	6,45%
Taxa estimada de inflação no longo prazo	3,50%	3,85%	3,50%	3,85%
Taxa nominal de reajuste de benefícios	3,50%	3,85%	3,50%	3,85%
a2) Determinação da despesa atuarial:				
Taxa de desconto nominal	9,44%	10,35%	9,54%	10,40%
Índice estimado de aumento nominal dos salários	N/A	N/A	6,45%	6,58%
Taxa estimada de inflação no longo prazo	3,85%	3,98%	3,85%	3,98%
Taxa nominal de reajuste de benefícios	3,85%	3,98%	3,85%	3,98%
b) Premissas demográficas:				
Tábua biométrica de mortalidade (passivo atuarial)	AT2000(-10) masculina	AT2000(-10) masculina	AT2000(-10) masculina	AT2000(-10) masculina
Tábua biométrica de mortalidade (despesa)	AT2000(-10) masculina	AT2000(-10) masculina	AT2000(-10) masculina	AT2000(-10) masculina
Tábua biométrica de entrada em invalidez	Mercer Disability suavizada em 50%	Mercer Disability suavizada em 50%	Mercer Disability suavizada em 50%	Mercer Disability suavizada em 50%
Taxa de rotatividade esperada	N/A	N/A	ExpR_2012	ExpR_2012
c) Expectativa de vida esperada para aposentadoria aos 65 anos	20,45	20,45	20,45	20,45

17.3.9 Estimativa da despesa de benefício definido para o exercício seguinte:

	2025	
	2024	2023
Custo dos serviços correntes	663	663
Custo dos juros	54.953	54.953
Rendimento sobre o valor justo do ativo do plano	(53.808)	(53.808)
Total da despesa projetada para o exercício	1.808	1.808

17.3.10 Análise de sensibilidade das premissas atuariais:

Hipóteses	PSAP		PIA	
	Taxa de desconto	Taxa de desconto	Taxa de desconto	Taxa de desconto
Nível de sensibilidade	(+0,25%)	(-0,25%)	(+0,25%)	(-0,25%)
Impacto na obrigação de benefício definido	(23.414)	(1.099)	(212)	221
Total da obrigação de benefício definido	495.005	517.320	8.284	8.717

17.3.11 Outras informações sobre as obrigações atuariais:

Em função do saldamento do PSAP/Tietê mencionado na nota explicativa nº 17.1, a patrocinadora não realizou contribuições nesse plano durante o exercício de 2021. A partir de 2021, os aportes estão sendo feitos no plano CD. A média ponderada da duração da obrigação do plano de benefício definido no final do exercício é de 8,91 anos (10,5 anos em 31 de dezembro de 2023). Para o PIA, a média da obrigação é de 11,14 anos (12,9 anos em 31 de dezembro de 2023). Os pagamentos esperados da obrigação de benefício definido para os próximos 10 anos são os seguintes:

	2024
1 ano	48.372
Entre 2 e 5 anos	204.742
Após 5 anos	289.347
Total de pagamentos esperados do plano	542.461

17.3.12 Plano de Contribuição Definida (CD):

Além do plano de benefício definido, a Companhia possui plano de contribuição definida administrado pelo Itaú previdência e MetLife. Nessa modalidade, os benefícios são obtidos pela conversão dos saldos acumulados pelo participante e pelo patrocinador em seu nome, de acordo com a sua opção de renda. Este plano não gera para a Companhia obrigações legais nem construtivas de fazer contribuições adicionais se o fundo não possuir ativos suficientes para pagar os benefícios. As contribuições são reconhecidas como despesa de benefícios a empregados, quando incorridas.

18. PROVISÕES PARA PROCESSOS JUDICIAIS E OUTROS

18.1 Processos com probabilidade de perda classificada como provável

Provisões são constituídas para os processos em que seja provável uma saída de recursos para liquidá-los e sobre as quais seja possível realizar uma estimativa razoável do valor a ser desembolsado. A avaliação da probabilidade de perda por parte dos consultores legais da Companhia e de suas controladas incluem a avaliação das evidências disponíveis, a hierarquia das leis, as jurisprudências, as decisões mais recentes nos tribunais e sua relevância no ordenamento jurídico, bem como, a avaliação dos advogados externos. As provisões são revisadas e ajustadas para levar em conta alterações nas circunstâncias, tais como prazo de prescrição aplicável, exposições adicionais identificadas com base em novos assuntos e decisões de tribunais. Existem incertezas com relação à interpretação de regulamentos tributários. A Companhia e suas controladas constituem provisões, com base em estimativas cabíveis, para eventuais assuntos identificados em fiscalizações realizadas pelas autoridades tributárias das respectivas jurisdições em que opera e cuja probabilidade de perda seja avaliada como provável. O valor dessas provisões baseia-se em vários fatores, como experiência em fiscalizações anteriores e interpretações divergentes dos regulamentos tributários pela entidade tributável e pela autoridade fiscal responsável. Essas diferenças de interpretação podem surgir numa ampla variedade de assuntos, dependendo das condições vigentes no respectivo domicílio da Companhia e de suas controladas. As estimativas e premissas utilizadas no registro das provisões para processos judiciais e outros são revisadas, no mínimo, trimestralmente. O contencioso passivo é objeto de reavaliações constantes, pois sua mensuração é atrelada ao andamento das respectivas ações judiciais. Desse modo, a Companhia e suas controladas buscam refletir em suas demonstrações financeiras, com o mínimo de defasagem possível, o status atual das perdas consideradas como prováveis, nos termos do quadro abaixo:

	Consolidado			
	Passivo		Ativo	
	Provisão para processos judiciais e outros	Cauções e depósitos vinculados	2024	2023
Trabalhista	8.204	4.010	1.663	2.668
Meio ambiente	20.526	2.472	-	-
Regulatório (i)	-	56.874	-	-
Fiscal	13.442	10.950	3.352	2.985
Cível	9.013	-	-	86
Total	51.185	74.306	5.015	5.739
Circulante	11.749	9.324	-	-
Não Circulante	39.436	64.982	-	-
Total	51.185	74.306	-	-

(i) A mudança de prognóstico apresentada pelo assessor legal externo da Auren Operações está pautada em recente decisão judicial proferida no processo nº 0035970-13.2002.4.01.3400, que trata de tema idêntico àquele discutido nos autos da ação movida pela AES SUL, na qual a Sexta Turma do TRF1 entendeu pelo reconhecimento da legalidade do Despacho ANEEL nº 288/2002. Nesse sentido, a deliberação da gestão jurídica da Auren Energia, lastreada pela nova posição do assessor legal externo da Auren Operações (antiga AES Operações) é pela revisão do prognóstico de perda, passando a classificá-lo como Possível de perda, até que outro fato processual ocorra e indique a necessidade de nova revisão. As cauções e depósitos vinculados totalizam R\$ 11.470 em 31 de dezembro de 2024 (R\$ 10.093 em 31 de dezembro de 2023), e estão demonstrados a seguir de acordo com a classificação de probabilidade de perda dos processos aos quais estão vinculados:

	Consolidado							
	2024				2023			
	Processos prováveis	Processos possíveis	Processos remotos	Total	Processos prováveis	Processos possíveis	Processos remotos	Total
Trabalhista	1.663	373	1.371	3.407	2.668	138	148	2.954
Fiscal	3.352	-	-	3.352	2.985	-	-	2.985
Cível	-	88	-	88	86	281	-	367
Imobiliárias	-	4.623	-	4.623	-	3.787	-	3.787
Total	5.015	5.084	1.371	11.470	5.739	4.206	148	10.093

A movimentação das provisões para processos judiciais e outros é como segue:

	Consolidado					
	Trabalhista	Meio ambiente	Regulatório	Fiscal	Cível	Total
Saldos em 31 de dezembro de 2022	2.683	2.566	58.910	25.548	5.741	95.448
Provisão	2.192	-	-	2.318	-	4.510
Reversão de provisão	(67)	(80)	-	(19.548)	(1.455)	(21.550)
Atualização monetária	271	(14)	(2.036)	3.415	159	1.795
Reversão de provisão	-	-	-	(783)	(4.445)	(5.228)
Pagamentos	(1.069)	-	-	-	-	(1.069)
Saldos em 31 de dezembro de 2023	4.010	2.472	56.874	10.950	-	74.306
Provisão	4.724	17.786	-	1.831	8.719	33.060
Reversão de provisão	(911)	(20)	(20.913)	-	-	(21.844)
Atualização monetária (nota 29)	382	288	2.821	661	294	4.446
Reversão de atualização monetária (nota 29)	-	-	(38.782)	-	-	(38.782)
Pagamentos	(1)	-	-	-	-	(1)
Saldos em 31 de dezembro de 2024	8.204	20.526	-	13.442	9.013	51.185

18.2 Processos com probabilidade de perda classificada como possível

A controlada direta Auren Operações e suas subsidiárias estão envolvidas em outros processos cuja probabilidade de perda está avaliada como possível. A avaliação dessa probabilidade está embasada em relatórios preparados por consultores jurídicos. O total estimado de processos cuja probabilidade foi classificada como possível é de:

	Consolidado	
	2024	2023
Meio ambiente	124	Não determinado
Cível	33.102	106.391
Regulatório	93.649	46.677
Fiscal	1.296.010	1.506.809
Trabalhista	12.666	-
Imobiliárias	172	-
Total	1.435.723	1.659.877

18.3 Cartas de fiança, seguro garantia e caução

A Companhia e suas controladas possuem cartas de fiança e seguros garantia para processos judiciais, conforme abaixo:

	Consolidado					
	2024			2023		
	Quantidade	Valor	Taxa a.a.	Quantidade	Valor	Taxa a.a.
Fiscal	23	266.988	0,15% a 1,20%	15	216.163	0,15% a 1,30%
Cível	8	77.214	1,00%	8	84.271	0,15% a 1,00%
Total	31	344.202		23	300.434	

19. ENCARGOS SETORIAIS

Os saldos referem-se a encargos setoriais relacionados ao setor de energia, que são definidos e cobrados pela agência reguladora (ANEEL).

	Consolidado	
	2024	2023
CIRCULANTE		
Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos (CFURH)	11.500	13.632
Pesquisa e desenvolvimento (P&D)	6.798	5.296
Fundo nacional de desenvolvimento científico tecnológico	597	814
Ministério de minas e energia	299	407
Conta de Desenvolvimento Energético (CDE)	179	244
Taxa de fiscalização ANEEL	1.369	1.258
Total	20.742	21.651

20. OBRIGAÇÕES DE AQUISIÇÕES

a) **A composição das obrigações de aquisições é a seguinte:**

	Consolidado	
	2024	2023
CIRCULANTE		
Complexo Eólico Cajuína Santa Tereza	-	40.143
Complexo Eólico Cajuína São Ricardo	-	91.847
Total	-	131.990

b) **Movimentação das obrigações de aquisições**

A movimentação das obrigações de aquisição no exercício findo em 31 de dezembro de 2024 é como segue:

	Consolidado					
	Complexo Eólico Santa Tereza	Complexo Eólico Tucano	Complexo Eólico São Ricardo	Complexo Eólico Alto Sertão II	Complexo Eólico Serra Verde	Total
Saldos em 31 de dezembro de 2022	71.056	5.798	97.082	-	72.155	246.091
Adições (i)	-	-	-	-	9.305	9.305
Atualização monetária	6.371	316	11.749	-	9.077	27.513
Pagamentos	(37.284)	(6.114)	(16.984)	-	(90.537)	(150.919)
Saldos em 31 de dezembro de 2023	40.143	-	91.847	-	-	13



→ continuação

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS

31 de dezembro
(Valores expressos em milhares de reais - R\$, exceto quando indicado de outra forma)

22.1 Reservas, ajuste de avaliação patrimonial e outros resultados abrangentes

	Controladora	
	2024	2023
Reservas de capital:		
Incorporação de ações da AES Tietê Energia	377.602	377.602
Aumento de capital - oferta privada de ações	967.678	967.678
Capitalização parcial da Reserva Especial de ágio de Controlada (i)	(55.470)	(30.957)
Ações e opções de ações outorgadas	1.575	1.231
Custo na emissão de ações	(18.230)	(18.230)
Transação de capital sobre compra de ações da Auren Operações S.A.	(38.375)	(38.375)
Subtotal	1.234.780	1.258.949
Outros resultados abrangentes:		
Incorporação de ações da AES Tietê Energia	(119.824)	(119.824)
Ajuste de avaliação patrimonial, líquido de impostos	(197.805)	(147.636)
Remensurações das obrigações com benefícios pós-emprego	61.780	30.519
Efeito reflexo do hedge de fluxo de caixa de controlada	(9.982)	(3.596)
Hedge de fluxo de caixa	(1.771)	(4.098)
Opção de recompra de participação acionária	74.644	76.653
Subtotal	(172.958)	(167.982)
Reservas de lucro:		
Reserva de investimentos	614.491	985.059
Reserva legal	40.283	40.283
Reserva estatutária	131.966	131.966
Reserva de lucros a realizar	73.749	73.749
Subtotal	860.489	1.231.057
Total	1.922.311	2.322.024

(i) A Companhia aumentou seu capital mediante aporte realizado pela antiga controladora direta AES Holdings Brasil Ltda., de ações ordinárias emitidas pela controladora direta Auren Operações. As ações aportadas são provenientes do direito de capitalização da reserva especial de ágio que a Auren Operações possui, no montante de R\$55.470 (R\$33.957 em 31 de dezembro de 2023). Será garantido aos demais acionistas da Companhia a participação nesse aumento de capital pelo direito de preferência, de forma a manter sua participação acionária na Companhia.

22.2 Participação de acionistas não controladores

O saldo em 31 de dezembro de 2024 de R\$1.077.260 (R\$1.060.456 em 31 de dezembro de 2023) é composto pelas controladas indiretas:

- Guaimbê Holding, sendo o acionista não controlador o Itaú Unibanco S.A. ("Itaú"), com participação de 23,41% representada por ações preferenciais no montante de R\$1.014.991 (R\$1.038.305 em 31 de dezembro de 2023);
- A Companhia possui um acordo de investimento firmado com o Itaú Unibanco S.A., por meio do qual o Itaú subscreveu novas ações preferenciais, emitidas pela controlada indireta Guaimbê Holding, detentora de ativos em operação de geração de energia eólica e solar.

Esta classe de ação preferencial possui direito a 75% do Lucro Líquido da Guaimbê Holding, distribuído via dividendos, sendo que o percentual econômico utilizado para fins de equivalência patrimonial da investida pela Controladora é de 25%.

Assim sendo, há distinção entre a participação societária e a participação na distribuição do resultado devido à existência de classe de ações com direito preferencial de dividendos detidas pelo acionista não controlador. De acordo com o Acordo de Acionistas, qualquer pagamento de dividendos aos acionistas são discriminatórios e somente ocorrem quando há deliberação em AGO/AGE.

- Veleiros Holdings, sendo o acionista não controlador Unipar Indupa do Brasil S.A., com a participação de 49,50%, no montante de R\$32.566 (R\$23.539 em 31 de dezembro de 2023); e

Há distinção entre a participação societária e a participação na distribuição do resultado devido à existência de classe de ações com direito preferencial de dividendos detidas pela controlada direta Tucano Holding I S.A.

Esta classe de ação preferencial possui direito a 90% do Lucro Líquido da Veleiros Holdings, distribuído via dividendos, sendo que o percentual econômico utilizado para fins de equivalência patrimonial da investida pela Controladora é de 90%.

- Potengi Holdings, sendo o acionista não controlador BRF S.A., com a participação de 50%, no montante de R\$29.703 (R\$1.388 em 31 de dezembro de 2023).

Há distinção entre a participação societária e a participação na distribuição do resultado devido à existência de classe de ações com direito preferencial de dividendos detidas pela controlada direta Tucano Holding I S.A.

Estas classes de ações preferenciais possuem direito a 78% do Lucro Líquido da Potengi Holdings, distribuído via dividendos, sendo que o percentual econômico utilizado para fins de equivalência patrimonial da investida pela Controladora é de 78%.

Aumento de Capital:

Em 09 de outubro de 2024, o Conselho de Administração da Companhia aprovou o aumento de capital da sua controlada direta Potengi Holding S.A. através da emissão de 22.612.769 ações ordinárias, nominativas, escriturais e sem valor nominal ao preço de emissão de R\$ 1,00 por ação, totalizando R\$ 22.613, mediante aporte da acionista acionista não controladora.

Em 11 de dezembro de 2024, o Conselho de Administração da Companhia aprovou o aumento de capital da sua controlada direta Potengi Holding S.A. através da emissão de 22.560.004 ações ordinárias, nominativas, escriturais e sem valor nominal ao preço de emissão de R\$ 1,00 por ação, totalizando R\$ 22.560, mediante aporte da acionista não controladora.

Em 17 de dezembro de 2024, o Conselho de Administração da Companhia aprovou o aumento de capital da sua controlada direta Veleiros Holding S.A. através da emissão de 5.314.459 ações ordinárias, nominativas, escriturais e sem valor nominal ao preço de emissão de R\$ 1,00 por ação, totalizando R\$ 5.314, mediante aporte da acionista não controladora.

Em 17 de dezembro de 2024, o Conselho de Administração da Companhia aumentou de capital da sua controlada direta Veleiros Holding S.A. através da integralização de capital de 9.685.540 ações ordinárias, nominativas, escriturais e sem valor nominal ao preço de emissão de R\$ 1,00 por ação, totalizando R\$ 9.686, mediante aporte da acionista não controladora.

Dividendos:

- Intermediários**

O saldo de dividendos intermediários em 31 de dezembro de 2024 no montante de R\$10.029 é composto pela controlada indireta Guaimbê Holding. De acordo com a ata de Assembleia Geral Extraordinária de 19 de abril de 2024, foi aprovada a distribuição de dividendos intermediários no montante total de R\$13.373 dos quais foram distribuídos R\$3.343 a controlada direta Auren Operações e R\$10.030 ao acionista não controlador.

Adicionalmente, de acordo com a ata de Assembleia Geral Extraordinária de 20 de dezembro de 2024, foi aprovada a distribuição de dividendos intermediários no montante total de R\$131.885 dos quais foram distribuídos R\$32.971 a controlada direta Auren Operações e R\$98.914 ao acionista não controlador.

Adicionais propostos

O saldo de dividendos adicionais propostos em 31 de dezembro de 2024 no montante de R\$37.117 é composto pela controlada indireta Guaimbê Holding. De acordo com a ata de Assembleia Geral Extraordinária de 19 de abril de 2024, foi aprovada a distribuição de dividendos adicionais relativa ao exercício social findo em 31 de dezembro de 2023, no montante total de R\$49.489 dos quais foram distribuídos R\$12.372 à controlada direta Auren Operações e R\$37.117 ao acionista não controlador.

Há distinção entre a participação societária e a participação na distribuição do resultado devido à existência de classe de ações com direito preferencial de dividendos detidas pelo acionista não controlador.

22.2.1 Acordo de acionistas Guaimbê Holding - 2º aditamento

Emissão de ações preferenciais

A Auren Operações S.A. (atual denominação da AES Brasil Operações S.A.), controlada indireta da Companhia, firmou em 17 de março de 2021 e 03 de janeiro de 2022 Acordos de Investimento ("Acordos"), por meio dos quais o Itaú Unibanco S.A. ("Itaú") subscreveu ações preferenciais através de aumento de capital realizado na Guaimbê Solar Holding - S.A. ("Guaimbê Holding"), subsidiária da Auren Operações, nos valores de R\$ 855 milhões e R\$ 360 milhões, respectivamente. Em 31 de dezembro de 2024, a participação societária da Auren Operações e do Itaú são 76,59% e 23,41%, respectivamente.

Os dividendos dos acionistas preferencialistas não refletem a participação societária e são calculados com base nos lucros da subsidiária. Conforme o acordo de acionistas, os acionistas preferencialistas têm direito a até 75% do lucro auferido pela Companhia, nos termos da Lei das S.A. e aprovado em Assembleia Geral. A distribuição dos resultados não ocorre automaticamente, pois está sujeita à aprovação da Assembleia Geral pelo voto da maioria do capital.

Opção de compra ("Call"): mensuração do valor justo e reconhecimento

O acordo de acionistas garante à Auren Operações uma opção de compra da totalidade das ações preferenciais da Guaimbê Holding detidas pelo Itaú, cuja mensuração do seu valor justo é realizada pelo método de fluxo de caixa descontado.

Em 20 de dezembro de 2024, foi celebrado o 2º aditamento ao acordo de acionistas, garantindo à Auren Operações o direito de exercício da opção de compra de até 50% entre 1º de janeiro de 2026 e 31 de dezembro de 2026 e, até 100% entre 1º de janeiro de 2027 e 30 de abril de 2031. Além disso, foi reduzido também o fator de variação utilizado para o cálculo do preço de exercício da opção para 100% do CDI (Certificado de Depósito Interbancário), a partir de 1º de novembro de 2024, o qual em 31 de dezembro de 2024 correspondia a R\$1.100.270 mil.

Em 31 de dezembro de 2024, a Auren Operações mensurou o valor justo da opção de compra e concluiu que está fora do preço ("out of the money"), não havendo, portanto, nenhum valor a ser reconhecido em suas demonstrações financeiras.

Opção de venda contingente

Adicionalmente, no acordo de acionistas celebrado, ficou estabelecido que o Itaú possui uma opção de venda contingente, a qual somente pode ser exercida em caso de ocorrência de efeitos materiais adversos específicos previstos no Acordo, ou seja a opção de venda representa um direito potencial e, como consequência, não configura uma obrigação financeira, não havendo, portanto, nenhum valor a ser reconhecido em suas demonstrações financeiras.

23. DESTINAÇÃO DO RESULTADO

O Estatuto Social da Companhia estabelece a distribuição de dividendos mínimos obrigatórios correspondentes a 25% do lucro líquido do exercício na forma prevista no artigo nº 202 da Lei 6.404/76. Adicionalmente, de acordo com o estatuto social, compete ao Conselho de Administração deliberar sobre o pagamento de juros sobre o capital próprio e de dividendos intermediários e/ou intercalares.

Os dividendos e os juros sobre o capital próprio são reconhecidos como passivo circulante nas seguintes ocasiões: (i) dividendos intermediários e/ou intercalares - quando de sua aprovação pela Reunião do Conselho de Administração (RCA); (ii) se aplicável, o valor equivalente ao dividendo mínimo obrigatório ainda não distribuído no curso do exercício social; (iii) dividendos adicionais propostos no encerramento do exercício - quando de sua aprovação pela AGO, e (iv) juros sobre o capital próprio - quando de sua aprovação pela RCA ou AGO.

A Companhia possui uma política de dividendos disponível no site de Relações com Investidores, aprovada pelo Conselho de Administração, onde estabelece as diretrizes para distribuição de dividendos e juros sobre o capital próprio de acordo com os dispositivos legais, estatutários e regulatórios aplicáveis.

	2024	2023
(Prejuízo) Lucro líquido do exercício	(420.737)	134.041
Realização de ajustes de avaliação patrimonial	50.169	51.180
Ajuste por conta de dividendos e juros sobre capital próprio prescritos	-	(5)
Constituição de reserva legal	-	(9.261)
Base para pagamento de dividendos	(370.568)	175.955
Destinação:		
Absorção de prejuízo do exercício	(370.568)	-
Dividendos mínimos obrigatórios	-	43.989
Reserva estatutária	-	131.966
Total destinado	(370.568)	175.955

24. RESULTADO POR AÇÃO

De acordo com a nota explicativa nº 22 a Companhia emitiu um total de 147.029.548 ações ordinárias, em 21 de novembro de 2024, desta forma, a Companhia considerou necessário ajustar a média ponderada das ações. Assim, tanto o numerador (lucro do exercício) quanto o denominador (quantidade de ações) estão em bases comparáveis.

A tabela a seguir apresenta o resultado básico e diluído por ação em 31 de dezembro de 2024:

24.1 Demonstração do cálculo do resultado por ação - básico e diluído

	Controladora	
	2024	2023
Numerador:		
Resultado líquido do exercício	(420.737)	134.041
Denominador (em milhares de ações):		
Média ponderada do número de ações ordinárias	654.232	601.927
Resultado diluído e diluído por ação (R\$ por ação)	(0,64310)	0,22269

A Companhia não possui nenhum instrumento que tem efeito diluidor. Dessa forma, o lucro básico por ações é equivalente ao lucro por ação diluído.

25. RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA

As receitas são mensuradas pelo valor justo da contraprestação recebida ou a receber. A receita é reconhecida em bases mensais e quando existe evidência convincente de que houve: (i) a identificação dos direitos e obrigações do contrato com o cliente; (ii) a identificação da obrigação de desempenho presente no contrato; (iii) a determinação do preço para cada tipo de transação; (iv) a alocação do preço da transação às obrigações de desempenho estipuladas no contrato; e (v) o cumprimento das obrigações de desempenho do contrato. Uma receita não é reconhecida se houver uma incerteza significativa sobre a sua realização.

As receitas da Companhia e suas controladas são mensuradas conforme as obrigações de desempenho identificadas nos contratos com os clientes, sendo os principais critérios de reconhecimento e mensuração, por segmento, apresentados a seguir:

- a) Receita de suprimento de energia elétrica**
A receita de venda de energia elétrica é reconhecida no resultado de acordo com as regras do mercado de energia elétrica, as quais estabelecem a transferência de controle sobre a quantidade contratada de energia para o comprador. A apuração do volume de energia entregue para o comprador ocorre em bases mensais, conforme as bases contratadas. A receita de suprimentos de energia elétrica inclui também as transações no mercado de curto prazo.
- b) Venda de Energia na Câmara de Comercialização de Energia - CCEE**
A Companhia e suas controladas reconhecem a receita pelo valor justo da contraprestação a receber no momento em que haja um excedente de geração, após transferências no Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), liquidada no mercado spot ("mercado de curto prazo") ao valor do preço de liquidação das diferenças (PLD) e comercializado no âmbito da CCEE, nos termos da Convenção de Comercialização de Energia Elétrica.

c) Leilão de Energia de Reserva (LER) e Leilão de Energia Nova (LEN)

A receita dos Parques Eólicos e Solares é reconhecida conforme a entrega da energia. Dessa forma, o valor da contraprestação reflete o valor justo a receber no momento em que a energia é efetivamente entregue ao cliente.

Para as Companhias renováveis, os contratos de Energia de Reserva e Energia Nova estabelecem que sejam apuradas em cada ano contratual as diferenças entre a energia gerada pelas usinas e a energia contratada com base na quantidade de energia (MWh) e o preço contratual. Os contratos estabelecem limites para os desvios positivos ou negativos com aplicação de bônus ou penalidades, que devem compor a contraprestação.

d) Operações de comercialização de energia

As operações de comercialização de energia estão relacionadas à meta financeira da Mesa de Operações seguindo rigorosamente todas as métricas de risco aprovadas e, para fins de mensuração contábil, atendendo à definição de instrumentos financeiros ao valor justo. Posições futuras em aberto (compras ou vendas) são marcadas a mercado, utilizando informações publicadas por instituições independentes: balcão de comercialização de energia elétrica do Balcão Brasileiro de Comercialização de Energia (BBCE) e a curva de preços de mercado da DCIDE.

A tabela a seguir apresenta a receita operacional líquida da Companhia em 31 de dezembro de 2024 e 31 de dezembro de 2023:

	Consolidado			
	2024		2023	
	MWh (i)	R\$	MWh (i)	R\$
	14.091.302	2.710.689	11.948.283	2.494.702
Contratos bilaterais (ii)				
Mercado de curto prazo				
MRE	646.991	8.641	2.834.778	37.860
SPOT	446.486	115.976	284.398	28.883
Outros	-	48.515	-	50.707
Contratos de energia eólicos	3.443.035	1.042.764	4.209.317	898.478
Contratos de energia solares	518.063	176.308	553.411	188.447
Contratos de comercialização energia (iii)	5.282.086	492.479	2.642.392	252.738
Partes relacionadas (nota 30)	140.512	19.763	51.917	8.108
Marcação a mercado de instrumentos financeiros (iv)	-	(26.688)	-	3.934
Outras receitas	-	16.482	-	147.886
Receita operacional bruta	24.568.475	4.604.929	22.524.496	4.111.743
PIS e Cofins	-	(441.378)	-	(345.413)
CFURH	-	(50.752)	-	(69.248)
ICMS e outros	-	(210.803)	-	(243.631)
Pesquisa e desenvolvimento	-	(24.353)	-	(21.935)
Receita operacional líquida	24.568.475	3.877.643	22.524.496	3.431.516

(i) Informações, em MWh, não revisadas pelos auditores independentes.

(ii) Compreende contratos hídricos e contratos varejistas.

(iii) Referem-se às vendas de energia elétrica realizadas pela controlada direta ARN Comercializadora.

(iv) Refere-se à marcação a mercado dos contratos de compras e vendas de energia elétrica da controlada direta ARN Comercializadora em 31 de dezembro de 2024, conforme mencionado na nota 30.1. A curva de preços de mercado é composta de informações publicadas por instituições isentas: balcão de comercialização de energia elétrica do Balcão Brasileiro de Comercialização de Energia (BBCE) e a curva de preços de mercado da DCIDE.

26. CUSTO DE PRODUÇÃO E OPERAÇÃO DE ENERGIA

	Consolidado			
	2024		2023	
	MWh (i)	R\$	MWh (i)	R\$
Custo de produção e operação de energia				
Contratos bilaterais	4.366.840	(750.402)	3.603.908	(629.869)
Contratos com partes relacionadas (nota 30)	-	(3.505)	73.440	(7.510)
Mercado de curto prazo				
MRE	1.199.421	(19.064)	4.462	141
SPOT	472.051	(43.083)	46.638	(17.346)
Outros	2.905	(7.535)	-	(1.864)
Encargos de uso, transmissão e conexão da rede elétrica	-	(376.519)	-	(337.374)
Taxa de fiscalização ANEEL	-	(23.365)	-	(17.875)
Contratos de comercialização energia	5.789.195	(660.567)	2.025.772	(212.761)
Crédito de PIS e COFINS	-	254.802	-	141.682
Outros custos operacionais	-	(1.275)	-	(1.400)
Subtotal	11.830.412	(1.630.513)	5.754.220	(1.084.086)
Custo da operação				
Pessoal e administradores	-	(131.682)	-	(120.738)
Benefícios pós-emprego	-	(1.171)	-	(2.303)
Serviços de terceiros com partes relacionadas (nota 30)	-	(9.692)	-	(12.075)
Serviços de terceiros	-	(236.859)	-	(232.164)
Material	-	(31.140)	-	(28.149)
Depreciação e amortização	-	(798.111)	-	(653.033)
Seguros	-	(78.837)	-	(49.526)
Arrendamentos e aluguéis	-	(3.351)	-	(3.124)
Contribuições setoriais	-	(15.676)	-	(11.021)
Outros custos operacionais	-	(3.681)	-	(739)
Subtotal	-	(1.310.200)	-	(1.112.872)
Total	11.830.412	(2.940.713)	5.754.220	(2.196.958)

(i) Informações, em MWh, não revisadas pelos auditores independentes.

27. GERAIS E ADMINISTRATIVAS

	Controladora		Consolidado	
	2024	2023	2024	2023
Pessoal e administradores	(24.672)	(13.062)	(121.310)	(103.121)
Benefícios pós-emprego	(44)	(336)	(3.748)	(2.941)
Serviços de terceiros com partes relacionadas (nota 30)	-	-	(16.705)	(21.135)
Serviços de terceiros	(9.767)	(6.398)	(55.375)	(51.897)
Material	(170)	(91)	(5.401)	(11.874)
Seguros	(121)	(37)	(383)	(2.542)
Arrendamentos e aluguéis	-	(11)	(1.133)	(726)
Depreciação e amortização	(1.400)	(1.327)	(3.132)	(1.781)
Total	(36.174)	(21.262)	(207.187)	(196.017)

28. OUTRAS (DESPESAS) RECEITAS OPERACIONAIS

	Controladora		Consolidado	
	2024	2023	2024	2023
Ajuste de preço do Complexo Eólico Alto Serião (nota 20)	-	-	(22.186)	-
Indenização de sinistro (i)	-	-	31.196	-
Provisão para processos judiciais e outros, líquida (ii)	-	(11)	(15.290)	12.746
Recebimento massa falida - Banco Santos (iii)	-	-	5.635	5.779
Taxas e associações	(250)	(90)	(343)	(386)
Perdas estimadas em créditos de liquidação duvidosa	-	-	(75)	(538)
Baixa no contas a receber de venda de controlada (iv)	-	-	-	(23.208)
Perdas na baixa de ativo imobilizado e intangível	(1.896)	-	(1.896)	-
Outros	(152)	594	(7.823)	(1.210)
Total	(2.298)	493	(10.782)	(6.817)

(i) Em março e outubro de 2024, a Companhia recebeu uma indenização por danos materiais ocorridos em suas controladas indiretas Santa Joana II e São Cristóvão.

(ii) Em março de 2023, a controlada direta Auren Operações, recebeu o montante de R\$13.748 relativo ao ganho



← continuação

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS

31 de dezembro

(Valores expressos em milhares de reais - R\$, exceto quando indicado de outra forma)

30. PARTES RELACIONADAS

Com o objetivo de aprimorar e fortalecer a governança corporativa do grupo, a Companhia possui uma política de partes relacionadas, que visa estabelecer e consolidar as diretrizes a serem observadas nas transações com partes relacionadas, resumidas a seguir: (i) evitar situações com potencial conflito de interesses; (ii) assegurar transparência aos acionistas, investidores e ao mercado em geral; e (iii) formalizar o compromisso das empresas em divulgar tais transações em seus relatórios financeiros.

Notas	Controladora		Consolidado	
	2024	2023	2024	2023
Ativo				
Ativo circulante				
Contas a receber				
Complexo Tucano	-	-	844	2.234
Capitalização de mão de obra própria - Complexo Tucano	-	-	-	84
Esfera Comercializadora	-	-	2.365	-
Auren Comercializadora de Energia	-	-	898	-
Subtotal	4	-	4.107	2.318
Dividendos a receber				
Dividendos a receber - Complexo Tucano	1.635	1.151	-	9.523
Dividendos a receber - Auren Operações (v)	108.788	8.788	-	-
Subtotal	110.423	9.939	-	9.523
Outros ativos				
Contas a receber - Complexo Tucano (i)	9	-	-	19
Complexo Cajuná I	9	90	-	-
Subtotal	18	90	-	19
Total do ativo circulante	110.423	10.029	4.107	11.860
Ativo não circulante				
Outros ativos				
Contas a receber - Complexo Tucano (i)	9	-	4.507	5.581
Total do ativo não circulante	-	-	4.507	5.581
Total do ativo	110.423	10.029	8.614	17.441
Passivo				
Fornecedores				
Materiais e Serviços - Pagamento de despesas para a AES Corp. (ii)	13	-	-	3.200
Materiais e Serviços - Auren Operações	3	-	-	-
Materiais e Serviços - Way2 Serviços de Comunicação	-	-	42	-
Compra de energia - Esfera Comercializadora	-	-	538	-
Compra de energia - Auren Comercializadora de Energia	-	-	247	-
Subtotal	3	-	827	3.200
Outras obrigações				
Centralização de Estoque - Complexo Tucano	21	-	279	18
Subtotal	-	-	279	18
Dividendos e juros sobre capital próprio a pagar				
AES Holdings Brasil	-	13.042	-	13.042
AES Holdings Brasil II	-	8.210	-	8.210
Subtotal	-	21.252	-	21.252
Obrigações com entidade de previdência privada				
Obrigações com benefícios pós-emprego (iii)	17	-	6.512	93.749
Subtotal	-	-	6.512	93.749
Total do passivo	3	21.252	7.618	118.219

Notas	Consolidado	
	2024	2023
Resultado		
Receita operacional líquida		
Gestão administrativa e operacional - Complexo Tucano	-	3.332
Venda de energia - Complexo Tucano (iv)	-	2.228
Venda de energia - Auren Comercializadora de Energia	-	11.838
Venda de energia - Esfera Comercializadora	-	2.365
Total da receita operacional líquida	25	19.763
Energia elétrica comprada para revenda		
Complexo Tucano	-	(2.719)
Esfera Comercializadora	-	(539)
Auren Comercializadora de Energia	-	(247)
Complexo Tucano - Outros custos	-	(7.510)
Total de energia elétrica comprada para revenda	26	(3.505)
Custo de produção e operação de energia		
Big Sky (ii)	(9.651)	(12.075)
GreenAnt	(41)	-
Total de custo de produção e operação de energia	26	(9.692)
Gerais e administrativas		
Big Sky (ii)	27	(16.705)
Total de gerais e administrativas	27	(16.705)
Resultado financeiro		
VIVEST - Obrigações pós-emprego - Plano previdenciário (iii)	17	(8.367)
Varição cambial Big Sky (ii)	29	(518)
Varição cambial The AES Corporation	-	3
Total do resultado financeiro	17	(8.882)
Total do resultado	17	(19.021)

As operações com partes relacionadas foram estabelecidas em condições compatíveis com as de mercado.

(i) Em 03 de setembro de 2020, a controladora direta Auren Operações celebrou um contrato de prestação de serviço e gestão administrativa e operacional de projetos eólicos com a Tucano Holding III e subsidiárias, *joint venture* do grupo, onde a controladora direta Auren Operações será responsável pela prestação desse serviço durante um prazo de 10 anos, com a possibilidade de renovação por mais 10 anos.

(ii) Prestação de serviços e soluções, realizados pela AES Big Sky LLC, subsidiária da AES Corp, relacionados à implementação da estratégia digital (*Digital Transformation*) da controladora direta Auren Operações. O contrato possui vigência até dezembro de 2025.

(iii) A controladora direta Auren Operações é parte integrante do Conselho Deliberativo da VIVEST, possuindo influência significativa na Administração do mesmo. Os detalhes do plano previdenciário estão demonstrados na nota explicativa nº 17.

(iv) Refere-se a compra e venda de energia celebrada entre a Controladora direta Auren Operações e Complexo Tucano para fins de composição de lastro. Essas vendas foram efetuadas a um preço médio de R\$187,18 e montante envolvido de 11.904 MWh, e as compras foram efetuadas a um preço médio de R\$127,56 e montante envolvido de 21.269 MWh.

(v) Conforme Assembleia Geral Extraordinária de 24 de setembro de 2024 da controladora direta Auren Operações, foi aprovada a distribuição de dividendos sobre lucros de períodos anteriores, a conta de reserva de investimentos, no valor total de R\$200.000, sendo pagos os montantes de R\$50.000 em 25 de setembro de 2024 e R\$50.000 em 11 de outubro de 2024.

30.1 Remuneração da alta administração

A remuneração da alta Administração é composta pela Diretoria Estatutária e Conselho de Administração. A remuneração nos exercícios findos em 31 de dezembro de 2024 e 2023 é apresentada a seguir:

Notas	Controladora		Consolidado	
	2024	2023	2024	2023
Benefícios de curto prazo	10.134	12.121	10.562	12.552
Benefícios pós-emprego	308	380	308	380
Outros benefícios de longo prazo	3.654	516	3.654	516
Benefícios de Rescisão Contrato de Trabalho	11.830	-	11.830	-
Remuneração baseada em ações	391	346	391	346
Total	26.317	13.363	26.745	13.794

30.2 Acordo de indenização decorrente de transações e eventos societários

Em 31 de dezembro de 2015, a antiga Companhia Brasileira incorporou a AES Tietê S.A. e, posteriormente, foi objeto de cisão parcial. O acervo líquido contábil da Companhia Brasileira foi vertido para a Brasileira Participações e o da AES Tietê S.A. para a AES Tietê Energia S.A., a qual manteve o mesmo CNPJ da Companhia Brasileira (atual Auren Operações).

O protocolo de cisão da antiga Companhia Brasileira estabelecia, dentre outras disposições, a responsabilidade da Brasileira Participações perante a AES Tietê Energia S.A. (atual Auren Operações) por reflexos ativos e passivos, materializados ou não, presentes e futuros, relativos ao acervo cindido transferido, inclusive aqueles decorrentes dos processos judiciais e administrativos.

Para este fim, conforme aprovado pelos seus então acionistas controladores AES Holdings Brasil Ltda. e BNDES Participações S.A. - BNDESPar, foi assinado um acordo de indenização que estabeleceu os termos, condições e mecanismos de indenização pela Brasileira Participações em favor da antiga AES Tietê Energia (atual Auren Operações) por eventuais perdas incorridas por esta última, relacionadas aos processos judiciais e administrativos existentes e futuros relacionados à parcela cindida.

O acordo de indenização, que resguarda o direito da Auren Operações ser indenizada em virtude dos passivos relacionados à Brasileira Participações, contempla os processos tributários com probabilidade de perda classificada como possível divulgados na nota explicativa 18.2, uma vez que na qualidade de sucessora legal da antiga Companhia Brasileira, a Auren Operações deve permanecer solidariamente responsável pelos passivos tributários.

31 INSTRUMENTOS FINANCEIROS E GERENCIAMENTO DE RISCOS

31.1 Valor justo e classificação dos instrumentos financeiros

O valor justo de instrumentos financeiros ativamente negociados em mercados financeiros organizados é determinado com base nos preços de compra cotados no mercado no fechamento dos negócios na data do balanço.

O valor justo de instrumentos financeiros para os quais não haja mercado ativo é determinado utilizando técnicas de avaliação. Essas técnicas de avaliação podem incluir o uso de transações recentes de mercado (com isenção de interesses), referência ao valor justo corrente de outro instrumento similar, análise de fluxo de caixa descontado ou outros modelos de avaliação.

Os principais instrumentos financeiros, classificados de acordo com as práticas contábeis adotadas pela Companhia e suas controladas são como segue:

Notas	Mensuração do valor justo	Consolidado				Categoria	
		2024	2023	2024	2023		
ATIVO (Circulante e não circulante)							
Caixa e equivalentes de caixa (Numerário disponível)	3	149.369	149.369	50.123	50.123	Custo amortizado	
Caixa e equivalentes de caixa (Certificados de Depósitos Bancários ("CDBs") e Operações Compromissadas)	3	Nível 2	1.760.347	1.760.347	1.964.822	1.964.822	Valor justo por meio do resultado
Fundo de liquidez - Conta Reserva	3	-	667.030	667.030	-	-	Custo amortizado
Contas a receber de clientes	4	-	501.928	501.928	375.660	375.660	Custo amortizado
Conta de ressarcimento	8	-	9.241	9.241	17.572	17.572	Custo amortizado
Instrumentos financeiros derivativos (i)	Nível 2	214.747	214.747	-	-	-	Valor justo por meio do Patrimônio Líquido
Instrumentos financeiros derivativos (ii)	Nível 2	242.455	242.455	66.468	66.468	66.468	Valor justo por meio do resultado
Cauções e depósitos vinculados	7	12.425	12.425	614.700	614.700	614.700	Custo amortizado
Total		3.557.542	3.557.542	3.089.345	3.089.345	3.089.345	
PASSIVO (Circulante e não circulante)							
Fornecedores	13	544.828	544.828	375.775	375.775	375.775	Custo amortizado
Emprestimos, financiamentos e debêntures	15	9.299.042	8.638.857	9.485.385	9.394.136	9.394.136	Custo amortizado
Emprestimos, financiamentos e debêntures (moeda estrangeira)	15	1.925.186	1.742.549	1.972.742	1.869.279	1.869.279	Custo amortizado
Conta de ressarcimento	8	949.714	949.714	776.547	776.547	776.547	Custo amortizado
Passivo de arrendamento	16	99.818	99.818	220.110	220.110	220.110	Custo amortizado
Instrumentos financeiros derivativos	Nível 2	109.999	109.999	346.427	346.427	346.427	Valor justo por meio do Patrimônio Líquido
Instrumentos financeiros derivativos (ii)	Nível 2	257.430	257.430	54.754	54.754	54.754	Valor justo por meio do resultado
Obrigações de aquisições	20	-	-	131.990	131.990	131.990	Custo amortizado
Opção de recompra de participação acionária	21	-	17.329	17.329	15.440	15.440	Custo amortizado
Dividendos e juros sobre capital próprio a pagar	-	-	99.264	99.264	45.976	45.976	Custo amortizado
Total		13.302.610	12.459.788	13.425.146	13.230.434	13.230.434	

(i) A variação é devida à valorização do dólar no período, resultando em uma posição ativa em algumas operações de swap de câmbio contratadas pela Companhia e suas controladas.

(ii) O aumento é devida, principalmente, ao maior volume de operações de compra e venda de energia em função da volatilidade e aumento da base de preços associada a fatores climáticos.

A mensuração dos instrumentos financeiros, demonstrada na nota acima, está agrupada em níveis de 1 a 3, com base no grau em que seu valor justo é cotado:

Nível 1 - preços cotados nos mercados ativos para ativos e passivos idênticos;

Nível 2 - outras técnicas para as quais todos os dados que tenham efeito significativo sobre o valor justo registrado sejam observáveis, direta ou indiretamente; e

Nível 3 - técnicas que usam dados que tenham efeito significativo no valor justo registrado que não sejam baseados em dados observáveis no mercado.

Durante o exercício findo em 31 de dezembro de 2024, não houve transferência decorrente de avaliação de valor justo entre os níveis 1 e 2, tampouco com o nível 3.

Instrumentos derivativos

Hedge de Fluxo de Caixa

A Companhia e suas controladas contrataram operações de derivativos de *swap* de câmbio e NDFs (*non-deliverable forward*) com o objetivo de se proteger da exposição à moeda estrangeira.

Os itens protegidos e os instrumentos de hedge possuem uma relação econômica, uma vez que os termos e condições críticos do item coberto, como montantes do notional, vencimentos, moedas e taxas de juros, são os mesmos do instrumento de cobertura.

A parcela altamente eficaz do hedge de fluxo de caixa, os ganhos e as perdas decorrentes das variações do valor justo do instrumento são reconhecidos no patrimônio líquido, na rubrica "Outros resultados abrangentes". A parcela não efetiva é registrada na demonstração do resultado financeiro, juntamente com os juros e variações cambiais da operação.

Os valores acumulados no patrimônio líquido são reclassificados no período em que o item protegido afetar o resultado: os ganhos ou perdas relacionadas à parcela efetiva dos swaps de taxa de juros, que protegem os empréstimos com taxa variáveis, são reconhecidas na demonstração dos resultados como despesas financeiras ao mesmo tempo que as despesas de juros sobre os empréstimos protegidos.

Para testar a efetividade do hedge, a Companhia usa o método da análise de regressão e correlação, comparando as mudanças no valor justo dos instrumentos de hedge com as mudanças no valor justo dos itens atribuíveis aos riscos protegidos. O cálculo da efetividade do hedge não desassocia a parcela do risco de crédito da contraparte (bancos), uma vez que os contratos dos instrumentos de hedge são celebrados com instituições que possuem alta solvência e liquidez e baixo risco de crédito. Em 31 de dezembro de 2024, a Companhia e suas Controladas concluíram pela efetividade das suas operações de hedge firmados em todos os seus contratos.

Quando um instrumento de hedge de fluxo de caixa vence, é vendido ou extinto; ou quando não mais atende aos critérios da contabilidade de hedge, todo o ganho ou perda acumulado diferido e os custos de hedge diferidos existentes no patrimônio, são imediatamente reclassificados para o resultado.

Todos os instrumentos financeiros derivativos mantidos pela Companhia correspondem à: (i) operações por meio de *cross currency swaps* para proteger a totalidade da exposição cambial dos empréstimos captados no exterior, que resultam de posições passivas vinculadas a variação do CDI e (ii) operações por meio de NDF para proteção ao risco cambial referente à exposição gerada por PPA firmado em moeda estrangeira. Ambos itens se qualificam como *hedge accounting* e estão classificados como *hedge* de fluxo de caixa, sendo que são contabilizados como ativos financeiros quando o valor for positivo, e como passivos financeiros quando o valor justo for negativo.

Saldos de instrumentos derivativos em aberto em 31 de dezembro de 2024:

Data do Contrato	Tipo	Indexador Ativo	Indexador Passivo	Instrumento Proteção	Ativo	Passivo	Valor Nominal (US\$/mil)	Efeito do MTM no Patrimônio Líquido
29/12/2020	Hedge de Fluxo de Caixa	Dólar	CDI	SWAP (i)	51.946	135	116.122	(23.164)
31/03/2021	Hedge de Fluxo de Caixa	Dólar	CDI	SWAP (i)	47.246	19.810	138.169	(42.774)
25/11/2022	Hedge de Fluxo de Caixa	Dólar	CDI	SWAP (ii)	-	-	38.685	(1.430)
17/01/2023	Hedge de Fluxo de Caixa	Dólar	CDI	SWAP (iii)	79.287	8.086	75.000	(1.481)
17/01/2023	Hedge de Fluxo de Caixa	Dólar	CDI	SWAP (iii)	36.268	4.079	36.315	(1.043)
Abril a setembro- 2024	Hedge de Fluxo de Caixa	Dólar	Dólar	NDF (iv)	-	77.888	71.744	75.379
Total					214.747	109.998		5.487

(i) A controlada direta Auren Operações contratou operações de derivativo de *swap* de câmbio, no valor nominal de US\$116.122 mil e US\$138.169 mil, em 29 de dezembro de 2020 e em 31 de março de 2021, respectivamente, com valores de referência de R\$600.000 e R\$800.000, com o objetivo de se proteger da exposição em dólar devido à emissão dos empréstimos em moeda estrangeira, captadas nesta mesma data. O primeiro instrumento derivativo trocou a totalidade do risco de juros fixo de 1.63% + variação cambial por CDI + 1.50% a.a., com 50% do vencimento em dezembro de 2024 e 50% em dezembro de 2025. O segundo instrumento trocou o risco de juros fixo de 1.78% + variação cambial por CDI + 1.48% a.a., com 75% do vencimento em março de 2025 e 25% em março de 2026.

(ii) A Companhia contratou operação de derivativo de *swap* de câmbio, no valor nominal de US\$ 38.685 mil em 25 de novembro de 2022, com valores de referência de R\$200.000, com o objetivo de se proteger da exposição em dólar devido à emissão do empréstimo em moeda estrangeira, captadas nesta data, para pagamento da aquisição dos Complexos Cassino, Caetés e Ventos do Araripe. O instrumento trocou a totalidade do risco de juros fixo de 5.31% + variação cambial por CDI + 1.60% a.a., com vencimento em parcela única em novembro de 2024.

(iii) A Companhia contratou operação de derivativo de *swap* de câmbio, no valor nominal de US\$ 36.315 mil e US\$ 75.000 mil em 17 de janeiro de 2023, com valores de referência de R\$187.750 e R\$383.363, respectivamente, com o objetivo de se proteger da exposição em dólar devido à emissão do empréstimo em moeda estrangeira, captadas nesta data, para reforço de caixa e liquidez. O instrumento trocou a totalidade do risco de juros fixo de 5.29% + variação cambial por CDI + 1.65% a.a. e CDI + 1.60% a.a., respectivamente, ambas com vencimento em parcela única em 17 de janeiro de 2025.

(iv) A controlada direta Auren Operações contratou NDFs (*non-deliverable forward*) com o objetivo de proteger a totalidade dos recebimentos futuros decorrentes da receita gerada por PPA firmado em moeda estrangeira. Os NDFs foram contratados entre abril e setembro de 2024 e o valor nominal é de US\$ 71.744 mil, os quais têm seus vencimentos entre agosto de 2024 a junho de 2029. Em 31 de dezembro de 2024, o valor justo dos referidos NDFs totalizavam uma posição passiva, líquida de R\$77.888. A contraparte está reconhecida diretamente no patrimônio líquido, na rubrica "Outros resultados abrangentes".

Derivativos de Valor Justo

A ARN Comercializadora possui contratos futuros de energia com vencimento até o exercício de 2028. O resultado real dos instrumentos financeiros de contratos futuros pode variar, uma vez que as marcações a mercado desses contratos foram realizadas considerando as respectivas datas-bases e seus valores em determinado momento. As transações seguem políticas de risco aprovadas, que buscam controlar as exposições de crédito com contrapartes assim com volume em MWh transacionado.

Em 31 de dezembro de 2024, o valor nominal líquido entre contratos de compra e de venda era de R\$10.347, posição a valor justo ativa de R\$242.455, e posição a valor justo passiva de R\$257.430, sendo a perda de marcação a mercado reconhecido no resultado no montante de R\$26.688 (nota 25).

Gerenciamento de riscos

A Companhia e suas controladas estão sujeitas a diversos riscos que, se materializados, podem impactar seus resultados operacionais e financeiros. Tais riscos, para os quais a Companhia busca continuamente a estruturação de ações de mitigação, podem ser classificados nas seguintes categorias: (i) Riscos Estratégicos - vinculados a tomadas de decisão estratégicas que podem causar perda de valor econômico e/ou dano à reputação perante o mercado, aos clientes, às comunidades onde atua, e demais stakeholders; (ii) Riscos Legais/Regulatórios - associados à mudanças de regulamentação que podem impactar significativamente a capacidade da Companhia de buscar seus objetivos de negócio; (iii) Riscos Operacionais - eventos lesivos à Companhia decorrentes de falhas inerentes aos processos, pessoas e sistemas internos ou a fatores exógenos como redução dos recursos de geração, catástrofes naturais, etc.; (iv) Riscos Tecnológicos - associado à indisponibilidades de ambientes de Tecnologia de Informação (TI) ou de Tecnologia da Automação (TA) causadas por falhas internas/externas ou a ataques cibernéticos, prejudicando a continuidade dos processos de negócio regulares da Companhia e gerando impacto em toda a cadeia de valor ou riscos de vazamento de informações pessoais (titulares de dados) ou corporativas confidenciais, sob gestão ou de propriedade da Companhia; e (v) Riscos Financeiros - associados às eventuais falhas nas operações financeiras e contábeis da Companhia, emissão inadequada de relatórios financeiros, fiscais, gerenciais, regulatórios, volatilidade da taxa de juros e outros indicadores macroeconômicos e demais fatores. A categoria de riscos financeiros contempla também risco de crédito (perdas devido ao não das obrigações financeiras das contrapartes com as quais a Companhia opera), risco de liquidez (perda devido à Companhia não conseguir honrar as obrigações esperadas e inesperadas, correntes e futuras, mediante vencimento) e riscos de mercado (perdas decorrentes da flutuação nos valores de mercado de posições da carteira de comercialização da Companhia, incluindo eventuais operações sujeitas à variação cambial, preços de energia, taxas de juros, etc.).

Por fim, cabe destacar que, com decorrência da materialização de qualquer um dos riscos elencados acima, a Companhia enxerga a existência de risco imagem que pode vir a causar efeito negativo à reputação, credibilidade ou à marca da Companhia. A estrutura e o processo de gerenciamento das principais categorias de risco descritas acima, estão detalhados a seguir:

Estrutura de gerenciamento dos riscos

Visando assegurar a efetividade do gerenciamento dos riscos aos quais a Companhia está exposta, a Administração deve empregar esforços para garantir: (i) a correta atuação das três linhas de atuação (detalhadas a seguir) bem como (ii) a observância ao processo de gerenciamento de riscos.

Para este fim, o Conselho de Administração, assessorado pelo Comitê de Auditoria Estatutária, supervisiona e avalia periodicamente os riscos aos quais a Companhia está exposta, bem como o processo e as áreas envolvidas no gerenciamento de riscos, que são:

- i) 1ª linha de atuação - Áreas de negócio da Companhia responsáveis por garantir a observância das práticas de gerenciamento de riscos inerentes ao exercício de suas respectivas funções, incluindo a identificação, análise, avaliação e tratamento



→ continuação

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS
31 de dezembro

(Valores expressos em milhares de reais - R\$, exceto quando indicado de outra forma)

(b.2) Risco de gerenciamento de capital

A Companhia e suas controladas controlam suas estruturas de capital de acordo com as condições macroeconômicas e setoriais, de forma a possibilitar os pagamentos de dividendos, maximizar o retorno de capital aos acionistas, bem como a captação de novos empréstimos e emissões de valores mobiliários no mercado financeiro e de capitais, entre outros instrumentos que julgar necessário. De forma a manter ou ajustar a estrutura de capital, a Companhia pode revisar a sua prática de pagamento de dividendos, aumentar o capital através de emissão de novas ações ou vender ativos para reduzir o nível de endividamento, se for o caso. A Companhia e suas controladas também monitoram constantemente sua liquidez e os seus níveis de alavancagem financeira, além de buscar o alongamento do perfil de suas dívidas, de forma a mitigar o risco de refinanciamento. A Companhia e suas controladas incluem dentro da estrutura de dívida líquida: debêntures, empréstimos, financiamentos e arrendamentos financeiros, menos caixa e equivalentes de caixa. Na tabela abaixo, está demonstrado o índice de alavancagem financeira:

	Consolidado		
	Notas	2024	2023
			(Reapresentado)
Empréstimos, financiamentos e debêntures	15	11.224.228	11.458.127
Garantias de financiamento	7	(667.030)	(574.305)
Caixa e equivalentes de caixa	3	(1.909.716)	(2.014.945)
Dívida líquida		8.647.482	8.868.877
Patrimônio líquido		6.321.027	5.579.423
Índice de alavancagem financeira		136,81%	158,96%

Do endividamento financeiro total consolidado em 31 de dezembro de 2024, 20,00% (20,15% em 31 de dezembro de 2023) é de curto prazo e o prazo médio dos empréstimos, financiamentos e debêntures é de 5,79 anos (4,9 anos em 31 de dezembro de 2023). Além do endividamento financeiro apresentado acima, a Companhia e suas controladas monitoram sua situação financeira com base em índices financeiros utilizados também para atendimento aos *covenants*.

(b.3) Risco de liquidez

O risco de liquidez acontece com a dificuldade de cumprir com obrigações contratadas em datas previstas. A Companhia e suas controladas adotam como política de gerenciamento de risco: (i) manter um nível mínimo de caixa como forma de assegurar a disponibilidade de recursos financeiros; (ii) monitorar diariamente os fluxos de caixa previstos e realizados, (iii) manter aplicações financeiras com vencimentos diários ou que fazem frente aos desembolsos, de modo a promover máxima liquidez; (iv) estabelecer diretrizes para contratação de operações de hedge exclusivamente para mitigação dos riscos financeiros da Companhia, bem como a operacionalização e controle destas posições. A tabela a seguir apresenta informações sobre os vencimentos futuros dos passivos financeiros da Companhia e suas controladas. Para a rubrica "Debêntures", "Empréstimos e Financiamentos" e "Passivo de arrendamento" estão sendo considerados os fluxos de caixa projetados. Por se tratar de uma projeção, estes valores diferem dos divulgados nas notas explicativas nº 15 e 16. As informações refletidas na tabela abaixo incluem os fluxos de caixa de principal e juros.

	Menos de 3 meses	De 3 a 12 meses	De 1 a 2 anos	De 2 a 5 anos	Mais que 5 anos	Total em 31 de dezembro de 2024	Total em 31 de dezembro de 2023
Fornecedores	544.828	—	—	—	—	544.828	375.775
Debêntures	222.535	619.909	4.105.909	2.894.417	11.030.918	18.873.688	11.411.917
Empréstimos e Financiamentos	1.350.231	633.011	944.505	1.046.853	1.180.731	5.155.331	6.052.497
Passivo de arrendamento	873	2.619	3.546	9.407	87.421	103.866	227.845
Dividendos e juros sobre capital próprio a pagar	—	99.264	—	—	—	99.264	45.976
Obrigações de aquisições	—	—	—	—	—	—	131.990
Total	2.118.467	1.354.803	5.053.960	3.950.677	12.299.070	24.776.977	18.246.000

Quando o montante a pagar não é fixado, o montante evidenciado é determinado com referência às condições existentes na data de encerramento do exercício. Portanto, o CDI e IPCA utilizados nas projeções correspondem aos índices verificados na data de 31 de dezembro de 2024. Devido às projeções de juros, os montantes de 2024 foram recalculados e apresentados de forma atualizada.

(b.4) Riscos de mercado

Os principais riscos de mercado aos quais a Companhia e suas controladas estão expostas são os seguintes:

Riscos de taxas de juros

A Companhia e suas controladas possuem debêntures, empréstimos e financiamentos remunerados pela variação do CDI, IPCA e TJLP, acrescidos de juros contratuais. Consequentemente, está exposta à flutuação destas taxas de juros e índices, impactando suas despesas financeiras. Em 31 de dezembro de 2024, as aplicações financeiras da Companhia e suas controladas foram alocadas em CDBs, rentabilizadas pelo CDI. O montante de exposição líquida da Companhia e suas controladas aos riscos de taxas de juros na data-base de 31 de dezembro de 2024 é:

	Notas	2024	2023
			(Reapresentado)
Caixa e equivalentes de caixa (CDBs, Operação compromissada e Quotas de fundos de investimento)	3	1.760.347	1.964.822
Empréstimos, financiamentos e debêntures	15	(11.377.166)	(11.523.605)
Total da exposição líquida		(9.616.819)	(9.558.783)

Os montantes de empréstimos, financiamentos e debêntures apresentados na tabela acima referem-se somente às dívidas indexadas ao CDI, IPCA e TJLP e não contemplam os saldos de custos de transação. Adicionalmente, o caixa não está sendo considerado como saldo da exposição, visto que não há risco de oscilação devido a mudanças nas taxas de juro de mercado.

Análise de sensibilidade ao risco de taxa de juros

Com a finalidade de verificar a sensibilidade dos indexadores nos investimentos e nas dívidas aos quais a Companhia e suas controladas estão expostas na data base de 31 de dezembro de 2024, foram definidos 05 cenários diferentes para risco de taxa de juros e moeda estrangeira. Para cada cenário foi calculada a receita e despesa financeira bruta, que representa o efeito esperado no resultado e/ou patrimônio líquido para um ano em cada cenário projetado, não levando em consideração incidência de tributos e o fluxo de vencimentos de cada contrato programado. A data base utilizada da carteira foi 31 de dezembro de 2024, projetando os índices para um ano e verificando a sensibilidade dos mesmos em cada cenário.

Risco de taxa de juros

Com base nos dados disponíveis na CETIP e FGV, foi extraída a projeção dos indexadores CDI, IPCA e TJLP para um ano e assim definindo-o como o cenário provável; a partir deste foram calculadas variações de 25% e 50% das aplicações financeiras, ressarcimento e dívidas.

Projeção Receitas Financeiras - 01 ano							
	Risco	Posição em 31 de dezembro de 2024	Cenário I (-50%)	Cenário II (-25%)	Cenário Provável	Cenário III (+25%)	Cenário IV (+50%)
CDI			6,95%	10,43%	13,90%	17,38%	20,85%
Equivalentes de caixa (i)	CDI	1.760.347	122.344	183.604	244.688	305.948	367.032
Impacto no resultado			122.344	183.604	244.688	305.948	367.032

Projeção Resultado Financeiro - 01 ano							
	Risco	Posição em 31 de dezembro de 2024	Cenário I (-50%)	Cenário II (-25%)	Cenário Provável	Cenário III (+25%)	Cenário IV (+50%)
IPCA			2,50%	3,75%	5,00%	6,25%	7,50%
Ressarcimento - ativo	IPCA	9.241	231	347	462	578	693
Ressarcimento - passivo	IPCA	(949.714)	(23.743)	(35.614)	(47.486)	(59.357)	(71.229)
Impacto no resultado			(23.512)	(35.267)	(47.024)	(58.779)	(70.536)

Projeção Despesas Financeiras - 01 ano							
	Risco	Posição em 31 de dezembro de 2024	Cenário I (-50%)	Cenário II (-25%)	Cenário Provável	Cenário III (+25%)	Cenário IV (+50%)
CDI			6,95%	10,43%	13,90%	17,38%	20,85%
9ª Emissão (1ª Série) - Auren Operações	CDI	(1.426.620)	(114.408)	(164.551)	(214.549)	(264.692)	(314.691)
Scotiabank 4131 - Auren Operações (ii)	CDI	(1.219.020)	(104.278)	(147.336)	(190.271)	(233.329)	(276.263)
Scotiabank 4131 - Auren Participações 2ª série (ii)	CDI	(475.812)	(41.211)	(58.034)	(74.809)	(91.632)	(108.407)
Scotiabank 4131 - Auren Participações 3ª série (ii)	CDI	(230.390)	(20.078)	(28.228)	(36.354)	(44.504)	(52.630)
10ª Emissão - Auren Operações	CDI	(754.641)	(64.554)	(91.209)	(117.788)	(144.444)	(171.022)
Impacto no resultado		(3.445.529)	(489.358)	(633.717)	(778.601)	(923.013)	(1.092.033)
IPCA			2,50%	3,75%	5,00%	6,25%	7,50%
1ª Emissão - Cajúna AB1	IPCA	(1.094.496)	(106.678)	(121.326)	(135.975)	(150.623)	(165.272)
9ª Emissão (2ª Série) - Auren Operações	IPCA	(888.290)	(65.092)	(76.718)	(88.345)	(99.971)	(111.598)
BNB - Complexo Eólico Tucano (Anglo)	IPCA	(377.494)	(18.182)	(23.007)	(27.833)	(32.658)	(37.483)
1ª Emissão - Tucano Holding II	IPCA	(394.732)	(34.387)	(39.620)	(44.855)	(50.087)	(55.320)
9ª Emissão (3ª Série) - Auren Operações	IPCA	(253.764)	(18.595)	(21.917)	(25.238)	(28.560)	(31.881)
8ª Emissão - Auren Operações	IPCA	(185.303)	(16.067)	(18.522)	(20.978)	(23.434)	(25.890)
Complexo Eólico Araripe	IPCA	(85.246)	(10.205)	(11.369)	(12.533)	(13.697)	(14.861)
Complexo Eólico Caetés	IPCA	(86.652)	(10.036)	(11.215)	(12.394)	(13.573)	(14.752)
Outros	IPCA	(27.227)	(681)	(1.021)	(1.361)	(1.702)	(2.042)
1ª Emissão (2ª Série) - Tietê Eólica	IPCA	(13.504)	(1.427)	(1.609)	(1.791)	(1.973)	(2.155)
1ª Emissão (1ª Série) - Tietê Eólica	IPCA	(9.438)	(972)	(1.099)	(1.226)	(1.353)	(1.480)
2ª Emissão - Veleiros (1ª série)	IPCA	(62.889)	(6.300)	(9.412)	(10.524)	(11.636)	(12.748)
2ª Emissão - Veleiros (2ª série)	IPCA	(71.424)	(6.859)	(7.814)	(8.768)	(9.723)	(10.678)
1ª Emissão - Potengi Holdings	IPCA	(314.775)	(31.648)	(35.873)	(40.099)	(44.322)	(48.547)
11ª Emissão - Auren Operações	IPCA	(646.996)	(59.215)	(67.827)	(76.439)	(85.052)	(93.664)
1ª Emissão Potengi (2ª Série)	IPCA	(209.018)	(20.308)	(23.105)	(25.902)	(28.698)	(31.495)
1ª Emissão - (1ª série) - Santa Tereza 07	IPCA	(650.534)	(62.472)	(71.168)	(79.863)	(88.558)	(97.253)
1ª Emissão - (2ª série) - Santa Tereza 07	IPCA	(325.605)	(31.769)	(36.128)	(40.486)	(44.844)	(49.202)
FDNE - Santa Tereza 01	IPCA	(125.444)	(6.903)	(8.517)	(10.131)	(11.745)	(13.359)
BNB - São Ricardo 03	IPCA	(126.556)	(9.040)	(10.694)	(12.347)	(14.001)	(15.655)
BNB - São Ricardo 04	IPCA	(98.432)	(7.031)	(8.317)	(9.604)	(10.890)	(12.176)
Impacto no resultado		(525.867)	(606.278)	(686.689)	(767.100)	(847.511)	(928.013)
TJLP			4,37%	6,56%	8,75%	10,93%	13,12%
BNDES - Complexo Eólico Caetés	TJLP	(411.652)	(27.441)	(36.655)	(45.851)	(55.040)	(64.253)
BNDES - Complexo Eólico Araripe	TJLP	(427.483)	(28.497)	(38.064)	(47.615)	(57.156)	(66.724)
BNDES - Auren Operações	TJLP	(132.373)	(9.391)	(12.365)	(15.334)	(18.301)	(21.276)
BNDES - Complexos Eólicos							
Salinas e Mandacaru	TJLP	(122.498)	(7.833)	(10.568)	(13.298)	(16.025)	(18.760)
BNDES - Complexo Eólico Cassino	TJLP	(108.858)	(7.234)	(9.670)	(12.101)	(14.531)	(16.967)
Impacto no resultado		(80.396)	(107.322)	(134.199)	(161.053)	(187.980)	(216.008)
Total da exposição líquida		(11.377.166)	(851.960)	(1.054.621)	(1.256.995)	(1.459.585)	(1.662.008)

(i) O caixa não está sendo considerado na análise de sensibilidade, visto que não há exposição a riscos de mercado.
(ii) Os empréstimos captados no exterior por meio de swaps de câmbio trocaram a totalidade do risco de juros e variação cambial por CDI.
A dívida dos complexos Salinas e Mandacaru junto ao BNB ("Banco do Nordeste") possui taxa prefixada, dessa forma, sem exposição ao risco de mercado.
Os montantes relacionados às Dívidas apresentados na tabela acima não contemplam os saldos de custos de transação.
Risco de moeda estrangeira
A Companhia e suas controladas, com propósito de proteger suas operações contra os riscos de flutuação na taxa de câmbio incidentes dos empréstimos em moeda estrangeira, contrataram instrumentos financeiros derivativos de swap de câmbio. Para o período de 2024, a Companhia e suas controladas não identificaram risco de moeda estrangeira.
A controlada direta Auren Operações, com propósito de proteger suas operações contra os riscos de flutuação na taxa de câmbio incidentes em recebimentos futuros, contratou instrumentos financeiros derivativos Non-Deliverable Forward (NDF).
A análise de sensibilidade dos instrumentos financeiros com o uso de cenários e projeções estão apresentados abaixo:

Projeção Patrimônio Líquido - 01 ano							
	Risco	Posição em 31 de dezembro de 2024	Cenário I (-50%)	Cenário II (-25%)	Cenário Provável	Cenário III (+25%)	Cenário IV (+50%)
Scotiabank 4131 - Auren Operações SWAP	Dólar	79.247	(639.759)	(244.636)	(171.889)	545.611	940.734
Scotiabank 4131 - Auren Participações 2ª série SWAP	Dólar	71.201	(158.203)	(34.533)	(12.245)	212.808	336.479
Scotiabank 4131 - Auren Participações 3ª série SWAP	Dólar	32.189	(78.900)	(19.018)	(8.226)	100.745	160.627
Derivativos - Non-Deliverable Forward (NDF)	Dólar	(77.888)	148.804	44.470	(59.863)	(164.197)	(268.530)
Impacto no Patrimônio Líquido		104.749	(728.058)	(253.717)	(252.223)	694.967	1.169.310

Risco sobre operações de venda e compra de contratos futuros de energia
O principal fator de risco é a exposição da variação dos preços de mercado de energia. A variação da taxa de desconto não impacta de forma relevante o valor justo.
Dessa forma, objetivando avaliar a possível variabilidade do resultado da marcação a mercado dos contratos futuros de energia, foi realizado uma simulação baseada pela volatilidade dos últimos dez anos do comportamento dos preços de mercado. A distribuição contendo os possíveis cenários de resultado foi dividida em quatro partes, os chamados quartis. E foram analisados o primeiro e o terceiro quartil que representam uma significância de 75% da amostra, isso significa que existe uma possibilidade, em quatro ocorrências, que o resultado dos contratos futuros de energia fique abaixo do valor estimado. A tabela a seguir demonstra a análise de sensibilidade para os contratos futuros de energia em 31 de dezembro de 2024, conforme os seguintes cenários:
I. Cenário base, conforme curva de preço definido pela Administração para 31 de dezembro de 2024;
II. Representa a variação entre o cenário base e o percentil 25% da distribuição;
III. Representa a variação entre o cenário base e o percentil 75% da distribuição.

Fatores de risco	Natureza da Operação	Posição em 31 de dezembro de 2024	Cenário I	Cenário II	Cenário III
Contratos de compra e venda - valor justo	Contratos futuros de energia	14.975	14.975	4.982	24.968

(b.5) Risco de aceleração de dívidas

A Companhia tem contratos de dívida (emissões de debêntures, empréstimos e financiamentos) com cláusulas restritivas ("covenants") normalmente aplicáveis a esses tipos de operações, relacionadas ao atendimento de índices econômico-financeiros, geração de caixa e outros. Essas cláusulas restritivas foram atendidas e não limitam a capacidade de condução do curso normal das operações. Todos os índices financeiros acima mencionados encontram-se integralmente cumpridos em 31 de dezembro de 2024 (vide nota explicativa nº 15.3).
A não observância dos índices financeiros por dois trimestres consecutivos, verificados trimestralmente, exceto para 8ª Emissão da Auren Operações, para a 1ª Emissão da Tietê Eólica, para os empréstimos e financiamentos dos Complexos Eólicos de Salinas e Mandacaru, Caetés, Araripe e Cassino que tem suas verificações anuais, implica na possibilidade de antecipação do vencimento da dívida, o que teria um impacto adverso no fluxo de caixa da controlada direta Auren Operações e da Companhia.
Outros riscos considerados relevantes

(c.1) Risco hidrológico

A geração de energia elétrica proveniente do parque gerador hidrelétrico do país depende diretamente de condições hidrológicas. As usinas que compõem o parque gerador hidrelétrico da Companhia participam do Mecanismo de Realocação de Energia ("MRE"), que tem como objetivo fazer com que todos os geradores participantes, comercializem o montante de sua garantia física, independentemente de sua produção real, realocando e transferindo a energia excedente dos empreendimentos que geraram acima de sua garantia física para aqueles que geraram abaixo.

Quando o conjunto de usinas participantes do MRE não produz energia suficiente para atender o somatório de suas respectivas garantias físicas, verifica-se uma situação de déficit (medido pelo risco hidrológico "GSF") que resulta em exposições financeiras negativas para esses geradores, independentemente do nível de geração individual de cada usina, as quais serão valoradas ao Preço de Liquidação das Diferenças (PLD). Quando o conjunto de usinas participantes do MRE produz energia nos níveis de suas garantias físicas e ainda quando houver saldo positivo de energia produzida, verifica-se uma situação de excedente de geração (designado como "Energia Secundária"), a qual é alocada proporcionalmente entre os geradores e liquidada no mercado de curto prazo ao PLD.

Ainda, além das situações acima, também pode ocorrer de a alocação de energia no MRE se dar em um submercado distinto da geração, o que pode ou não gerar exposições à diferença entre o PLD dos submercados onde a usina se localiza e o submercado de origem da energia alocada. Tais exposições, sejam positivas ou negativas, dispõem de um tratamento específico e estão sujeitas a um mecanismo de alívio financeiro, que podem reduzir ou eliminar as exposições, dependendo da contabilização de curto prazo do mês em que se configurem e da regra de sazonalização adotada pela Companhia.

(c.2) Risco em renováveis não-hídricas

Constrained-off de usinas eólicas e solares
O constrained-off é a redução da geração de energia de uma ou mais usinas, determinada pelo Operador Nacional do Sistema (ONS), por motivos alheios 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.

A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), publicou em 23 de março de 2023 a Resolução Normativa nº 927 de 2021, e, em 29 de abril de 2022, o Despacho 1.151/2022, que em conjunto regulamentaram a metodologia para cálculo de energia não fornecida decorrente de constrained-off de usinas eólicas, condição necessária para a cobrança dos ressarcimentos referentes ao denominado período "provisório" do constrained-off eólico, relacionadas aos eventos de restrição de geração ocorridos até setembro de 2021. Em 23 de dezembro de 2022, a CCEE publicou o comunicado nº 970/22, com a divulgação do cronograma de reparações dos ressarcimentos, que perduraram de junho de 2023 a junho de 2024, e que contemplou apenas os eventos ocorridos entre os meses de janeiro de 2018 a setembro de 2021, referentes ao já citado período "provisório" do constrained-off.

Assim, os pagamentos dos referidos ressarcimentos foram suspensos no mês de julho de 2024 pela falta de regras de comercialização para apuração dos ressarcimentos referentes ao período "definitivo" do constrained-off eólico, relacionados aos eventos de restrição de geração ocorridos a partir de outubro de 2021.

Em 24 de dezembro de 2024, a ANEEL publicou a Resolução Normativa 1.109 de 2024, resultando da Consulta Pública 22/2022, estabelecendo as regras de comercialização para apuração dos ressarcimentos referentes ao período citado no parágrafo



→ continuação

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS

31 de dezembro
(Valores expressos em milhares de reais - R\$, exceto quando indicado de outra forma)

32. SEGUROS

Em 31 de dezembro de 2024, a cobertura de seguros, considerada suficiente pela Administração da Companhia para cobrir eventuais sinistros e responsabilidade civil, é resumida como segue:

Risco	Período de vigência		Importância segurada
	de	até	
Riscos operacionais	Outubro 2024	Outubro 2025	R\$ 1.565.000
Vida em grupo	Julho de 2024	Julho de 2025	25 X salário, com o máximo de R\$ 1.562
Responsabilidade civil de administradores - D&O	Abril 2024	Abril 2025	R\$ 100.000
Responsabilidade civil geral	Abril 2024	Abril 2025	R\$ 60.000
Riscos ambientais	Abril 2024	Abril 2025	R\$ 10.000
Frota veículos - RCF	Abril 2024	Abril 2025	RCFV Garantia única R\$ 1.000
Seguro Viagem Nacional	Abril 2024	Abril 2025	R\$ 126
Seguro Viagem Internacional (i)	Abril 2024	Abril 2025	US\$ 956
Riscos Diversos - equipamentos	Maio 2024	Maio 2025	R\$ 672
Responsabilidade Civil Explorador - Transportador Aéreo	Abril 2024	fevereiro 2025	R\$ 396

(i) Importância segurada em Dólar
Os limites de proteção são compartilhados entre algumas empresas do Grupo Auren, com exceção do seguro de frota veículos - RCF, que tem limite de proteção contratado individualmente por veículo. Para todos os seguros, o prêmio é pago individualmente por cada empresa, conforme o critério de rateio aplicável a cada apólice.
O seguro terrorismo é complementar ao seguro de riscos operacionais e faz parte do programa de proteção dos ativos do Grupo Auren.

33. INFORMAÇÕES COMPLEMENTARES AO FLUXO DE CAIXA

As principais transações que não impactaram caixa e equivalentes de caixa consolidado foram as seguintes:

	Controladora		Consolidado	
	2024	2023	2024	2023
Compensações de PIS e COFINS	504	410	23.692	19.833
Compensações de IRPJ e CSLL	-	-	-	61
Compensações de ICMS	-	-	181.093	41.284
Total	504	410	204.785	61.178

A Companhia e suas controladas classificam os juros pagos e recebidos como atividade operacional (juros de dívidas e aplicações financeiras, dentre outros), com exceção aos juros pagos que são capitalizados como parte do custo de construção da infraestrutura, os quais são classificados como desembolso de caixa, nas atividades de investimento (adição de ativo imobilizado e intangível). A seguir é demonstrada a conciliação dos pagamentos de juros alocados por atividade nas demonstrações dos fluxos de caixa:

	Controladora		Consolidado	
	2024	2023	2024	2023
Pagamento de juros apresentado nas atividades operacionais	(164.259)	(173.768)	(808.348)	(398.067)
Pagamento de juros apresentado nas atividades de investimento (juros capitalizados)	-	-	(148.954)	(437.146)
Total de pagamento de juros	(164.259)	(173.768)	(957.302)	(835.213)

As principais transações que não impactaram caixa e equivalentes de caixa da Companhia da atividade de investimento foram as seguintes:

	Controladora		Consolidado	
	2024	2023	2024	2023
Aquisições de ativo imobilizado e intangível	-	-	(100.652)	(74.944)
Total	-	-	(100.652)	(74.944)

A conciliação entre o passivo decorrente da atividade de financiamento e o fluxo de caixa é conforme a seguir:

Notas	Controladora			Consolidado		
	Empréstimos, financiamentos e debêntures	Dividendos e juros sobre o capital próprio a pagar	Total	Empréstimos, financiamentos e debêntures	Dividendos e juros sobre o capital próprio a pagar	Total
Saldos em 31 de dezembro de 2022 - Itens que afetam o fluxo de caixa	1.298.543	147	1.298.690	10.895.030	286	10.895.316
Ingressos	571.113	-	571.113	1.168.104	-	1.168.104
Pagamentos de principal	(1.328)	-	(1.328)	(851.742)	-	(851.742)
Diferimento custos de transação	(324)	-	(324)	(9.739)	-	(9.739)
Pagamento de encargos financeiros (i)	(173.768)	-	(173.768)	(398.227)	-	(398.227)
Juros capitalizados	-	-	-	(437.146)	-	(437.146)
Pagamento de dividendos	-	(5)	(5)	-	(217.701)	(217.701)
- Itens que não afetam o fluxo de caixa						
Encargos de dívida	201.961	-	201.961	1.052.502	-	1.052.502
Varição monetária	-	-	-	184.690	-	184.690
Varição cambial	(49.538)	-	(49.538)	(145.345)	-	(145.345)
Prestitação de dividendos	-	5	5	-	5	5
Destinação de dividendos	-	44.910	44.910	-	263.386	263.386
Saldos em 31 de dezembro de 2023 - Itens que afetam o fluxo de caixa	1.846.659	45.057	1.891.716	11.458.127	45.976	11.504.103
Ingressos	15	-	-	2.352.849	-	2.352.849
Pagamentos de principal	15	(1.290.975)	(1.290.975)	(3.244.686)	-	(3.244.686)
Diferimento custos de transação	15	-	-	(108.079)	-	(108.079)
Pagamento de encargos financeiros (i)	15	(164.259)	(164.259)	(957.303)	-	(957.303)
Pagamento de dividendos	-	(44.884)	(44.884)	-	(92.031)	(92.031)
- Itens que não afetam o fluxo de caixa						
Encargos de dívida	15	124.191	124.191	939.642	-	939.642
Varição monetária	15	-	-	248.662	-	248.662
Varição cambial	15	190.550	190.550	535.015	-	535.015
Destinação de dividendos	-	-	-	-	145.319	145.319
Saldos em 31 de dezembro de 2024	706.166	173	706.339	11.224.227	99.264	11.323.491

(i) Os encargos financeiros pagos são classificados como fluxos de caixa das atividades operacionais.

34. COMPROMISSOS

Em 31 de dezembro de 2024, os compromissos contratuais da Companhia e suas controladas, não reconhecido nas demonstrações contábeis é demonstrado abaixo:

	Consolidado					2030 em diante	Total em 31 de dezembro de 2024	Total em 31 de dezembro de 2023
	2025	2026	2027	2028	2029			
Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica (TFSEE)	21.234	21.234	21.234	21.234	21.234	183.366	289.536	219.966
Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição (TUST e TUSD)	352.471	352.471	352.471	352.471	352.471	3.291.038	5.053.393	4.567.773
Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos (CFURH)	49.768	49.768	49.768	49.768	49.768	174.192	423.032	384.770
Encargos de conexão	5.233	5.233	5.233	5.233	5.233	39.563	65.728	90.714
Construção, modernização e manutenção de usinas	309.438	109.223	70.661	38.246	6.330	4.237	538.135	822.327
Fornecimento de turbinas eólicas	-	-	-	-	-	-	-	1.380.447
Contratos de compra de energia	-	-	-	-	-	-	-	843.295
Arrendamentos	17.147	17.021	17.021	17.021	17.021	436.338	521.569	-
Total	755.291	554.950	516.388	483.973	452.057	4.128.734	6.891.393	8.309.292

35. INVESTIMENTOS E GASTOS EM MEIO AMBIENTE

Do total de investimentos e despesas com meio ambiente em 31 de dezembro de 2024, R\$24.607 (R\$26.031 em 31 de dezembro de 2023) foram registrados no resultado do exercício e R\$ 1.028 foram registrados como ativo imobilizado. A política de capitalização das despesas é efetuada com base nas instruções gerais do Manual de Contabilidade do Serviço Público de Energia Elétrica - MCSPEE.

	Consolidado	
	2024	2023
Licenciamento e programas ambientais	21.933	23.008
Gestão Operacional	-	-
Sistema de Gestão Ambiental (SGA)	2.674	3.023
Total	24.607	26.031

A controlada direta Auren Operações segue num constante engajamento e responsabilidade com as questões ambientais e busca excelência e embasamento sólido para o planejamento de suas ações.

Em 2024, a controlada direta Auren Operações realizou a auditoria de monitoramento do sistema de gestão integrado na ISO 14001:2015 (Meio Ambiente) e na ISO 45001:2018 (Segurança e Saúde do Trabalho), ambas com escopo para usinas hidrelétricas, solares e eólica, e expandiu a certificação para os Complexos Eólicos Mandacaru e Salinas, garantindo assim a padronização dos processos relacionados à Saúde, Segurança do Trabalho e Meio Ambiente. Além disso, todas as usinas possuem licenças ambientais de operação válidas, emitidas pelos órgãos ambientais competentes. O engajamento Auren Operações na questão das mudanças climáticas tem sido crescente. Em 2024, manteve a publicação do Inventário de Emissões de Gases de Efeito Estufa no Registro Público de Emissões, respondeu o relatório CDP (Carbon Disclosure Project) Climate Change e Water Security e o Índice de Sustentabilidade (ISE) da B3, reportando informações relativas ao tema.

A controlada direta Auren Operações desenvolve projetos que consolidam também seu engajamento nos esforços de restauração e preservação da biodiversidade, sendo eles:

- O programa de manejo de flora o qual garante a produção de 1 milhão de mudas de espécies arbóreas nativas em viveiro próprio, com sementes coletadas em matrizes selecionadas nas bacias hidrográficas onde seus reservatórios estão instalados, mantendo em média a variedade de 120 espécies distintas, garantindo a biodiversidade florestal. O programa ainda auxilia projetos de restauração ecológica através de apoio técnico no diagnóstico das áreas, na indicação de metodologias viáveis e, principalmente, com a disponibilidade de mudas de árvores nativas para os projetos;
- O programa de repovoamento dos reservatórios que tem como objetivo manter a biodiversidade da ictofauna nos reservatórios, bem como garantir a continuidade da atividade pesqueira pelas comunidades ribeirinhas. Dessa forma, mantêm uma meta anual de produção de 2,5 milhões de alevinos de espécies nativas do rio Tietê nas unidades de hidrobiologia e aqüicultura, localizadas na Usina Hidroelétrica Promissão e na Usina Hidroelétrica Barra Bonita, observadas durante o período da piracema (movimento migratório dos peixes em retorno às nascentes), as quais vêm apresentando registros de recuperação da população nos reservatórios;
- O programa de monitoramento da qualidade da água é essencial para o entendimento da estrutura e funcionamento desses ecossistemas aquáticos e das variações espaciais e temporais de longo prazo, buscando verificar a produtividade biológica dos reservatórios, estado trófico e a qualidade da água, através da avaliação das variações sazonais de parâmetros físicos, químicos e biológicos;
- O programa de monitoramento e conservação da fauna tem como objetivo caracterizar a fauna terrestre (mamíferos, aves, répteis e anfíbios), para a compreensão da situação atual, permitindo a avaliação das populações e do ecossistema.

O monitoramento e controle das bordas de reservatórios são realizados através de inspeções contínuas pela equipe técnica do Centro de Monitoramento de Reservatórios (CMR), por meio de sistema de detecção de mudanças, imagens de satélite, levantamentos aerofotogramétricos e fiscalizações de campo com equipe técnica especializada. O CMR utiliza sistemas e equipamentos de última geração, para mapeamento e cadastramento em campo, como sistema GIS e drones. O processo de restauração das bordas dos reservatórios vem sendo realizada por meio de reflorestamentos e pela remoção de ocupações irregulares.

Crerios mais restritivos vêm sendo inseridos nos contratos de promessa e de uso de bordas de reservatórios, com base na legislação ambiental pertinente e ainda visando à prevenção de processos de degradação e poluição ambiental.

36. EVENTOS SUBSEQUENTES

Aumento de capital
Em 06 de janeiro de 2025, o Conselho de Administração da Companhia aprovou o aumento de capital da Companhia no valor de R\$ 800.000 mediante a emissão de 107.768.392 ações ordinárias, nominativas e sem valor nominal pelo preço de emissão de R\$ 7,42332688649 por ação passando o capital social subscrito da Companhia dos atuais R\$ 3.321.471 para R\$ 4.121.471.

DIRETORIA

Mario Antonio Bertoncini Diretor Presidente	Mateus Gomes Ferreira Diretor Vice-Presidente de Relação com Investidores	Daniel Marrocos Camposilvan Diretor Vice-Presidente	Carlos Curci Neto Diretor Vice-Presidente
---	---	---	---

CONTADOR

Hugo Satoru Nagae
CRC SP: 1SP329701/O-6

RELATÓRIO DO AUDITOR INDEPENDENTE SOBRE AS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS INDIVIDUAIS E CONSOLIDADAS

Ao Conselho de Administração e acionistas da **Auren Participações S.A.**

São Paulo - SP

Opinião

Examinamos as demonstrações contábeis individuais e consolidadas da Auren Participações S.A. (Companhia), identificadas como controladora e consolidado, respectivamente, que compreendem o balanço patrimonial em 31 de dezembro de 2024 e as respectivas demonstrações do resultado, do resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o exercício findo nessa data, bem como as correspondentes notas explicativas, incluindo as políticas contábeis materiais e outras informações elucidativas.

Opinião sobre as demonstrações contábeis individuais

Em nossa opinião, as demonstrações contábeis individuais acima referidas apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira da Companhia em 31 de dezembro de 2024, o desempenho de suas operações e os seus fluxos de caixa para o exercício findo nessa data, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil.

Opinião sobre as demonstrações contábeis consolidadas

Em nossa opinião, as demonstrações contábeis consolidadas acima referidas apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira consolidada da Companhia em 31 de dezembro de 2024, o desempenho consolidado de suas operações e os seus fluxos de caixa consolidados para o exercício findo nessa data, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e com as normas internacionais de relatório financeiro (IFRS) emitidas pelo International Accounting Standards Board (IASB) (atualmente denominadas pela Fundação IFRS como "normas contábeis IFRS").

Base para opinião

Nossa auditoria foi conduzida de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria. Nossas responsabilidades, em conformidade com tais normas, estão descritas na seção a seguir, intitulada "Responsabilidades do auditor pela auditoria das demonstrações contábeis individuais e consolidadas". Somos independentes em relação à Companhia e suas controladas, de acordo com os princípios éticos relevantes previstos no Código de Ética Profissional do Contador e nas normas profissionais emitidas pelo Conselho Federal de Contabilidade, e cumprimos com as demais responsabilidades éticas de acordo com essas normas. Acreditamos que a evidência de auditoria obtida é suficiente e apropriada para fundamentar nossa opinião.

Ênfase

Chamamos atenção a nota explicativa n.º 2.10 às demonstrações contábeis individuais e consolidadas, que descrevem a mudança voluntária na política contábil de classificação de aplicações financeiras como equivalentes de caixa pela Companhia a partir do exercício findo em 31 de dezembro de 2024. Os valores correspondentes referentes ao exercício anterior e ao saldo de abertura do último exercício apresentado, apresentados para fins de comparação, foram reclassificados e estão sendo referidos como previsto na NBC TG 23 - Práticas Contábeis, Mudanças de Estimativa e Retificação de Erro. Nossa opinião não contém ressalva em relação a esse assunto.

Principais assuntos de auditoria

Principais assuntos de auditoria são aqueles que, em nosso julgamento profissional, foram os mais significativos em nossa auditoria do exercício corrente. Esses assuntos foram tratados no contexto de nossa auditoria das demonstrações contábeis individuais e consolidadas como um todo e na formação de nossa opinião sobre essas demonstrações contábeis individuais e consolidadas e, portanto, não expressamos uma opinião separada sobre esses assuntos. Para o assunto abaixo, a descrição de como nossa auditoria tratou o assunto, incluindo quaisquer comentários sobre os resultados de nossos procedimentos, é apresentado no contexto das demonstrações contábeis tomadas em conjunto.

Nós cumprimos as responsabilidades descritas na seção intitulada "Responsabilidades do auditor pela auditoria das demonstrações contábeis individuais e consolidadas", incluindo aquelas em relação a esse principal assunto de auditoria. Dessa forma, nossa auditoria incluiu a condução de procedimentos planejados para responder a nossa avaliação de riscos de distorções significativas nas demonstrações contábeis. Os resultados de nossos procedimentos, incluindo aqueles executados para tratar o assunto abaixo, fornecem a base para nossa opinião de auditoria sobre as demonstrações contábeis da Companhia.

Reconhecimento da receita e custos com compra e venda de energia

No exercício findo em 31 de dezembro de 2024, a Companhia reconheceu receitas operacionais consolidadas no montante de R\$ 3.877.643 mil, conforme divulgado na nota explicativa 25, e custos consolidados com compra de energia no montante de R\$ 1.630.513 mil, conforme divulgado na nota explicativa 26. As receitas são oriundas das operações de fornecimento e suprimento de energia elétrica, cujo reconhecimento ocorre quando a obrigação contratual de entregar energia é satisfeita e o valor da venda pode ser mensurado de forma confiável.

O processo de receita ainda inclui a mensuração da receita não faturada ao cliente, relacionada ao fornecimento de energia elétrica, calculada em base estimada, até 31 de dezembro de 2024, utilizando determinadas premissas oriundas dos contratos de compra e venda de energia.

A receita é um importante indicador de performance da Companhia e de sua administração, o que pode criar um incentivo de reconhecimento da receita antes do cumprimento da obrigação de desempenho, ou de postergação do reconhecimento do custo. Dessa forma, existe o risco de que uma receita ou custo sejam reconhecidos fora do seu período de competência, especialmente no período que antecede o fechamento do exercício.

O monitoramento desse assunto foi considerado significativo para a nossa auditoria, tendo em vista o risco inerente envolvendo o reconhecimento da receita e custo em período distinto daquele em que a obrigação de desempenho foi atendida, além do o volume significativo de transações e a magnitude dos valores envolvidos.

Como nossa auditoria conduziu esse assunto

Nossos procedimentos de auditoria incluíram, dentre outros: (i) Avaliação da adequação das políticas contábeis adotadas pela Companhia no reconhecimento da receita; (ii) Entendimento dos controles internos relacionados ao reconhecimento da receita e do ambiente de controle da Companhia; (iii) Confronto do sumário de energia emitido pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE com o Balanço Energético da Companhia, com o propósito de corroborar a quantidade de energia transacionada no período e os valores contabilizados, incluindo o montante não faturado reconhecido na data-base e realizado em data subsequente; e (iv) Avaliação da adequação das divulgações efetuadas pela Companhia sobre as receitas e custos, incluídas nas notas 25 e 26, às demonstrações contábeis individuais e consolidadas.

Baseados no resultado dos procedimentos de auditoria efetuados sobre o reconhecimento das receitas e custos, que está consistente com a avaliação da Companhia, consideramos que os critérios e premissas utilizadas são aceitáveis, assim como as respectivas divulgações, no contexto das demonstrações contábeis individuais e consolidadas tomadas em conjunto.

Outros assuntos

Demonstrações do valor adicionado

As demonstrações individuais e consolidadas do valor adicionado (DVA) referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2024, elaboradas sob

a responsabilidade da diretoria da Companhia, e apresentadas como informação suplementar para fins de IFRS, foram submetidas a procedimentos de auditoria executados em conjunto com a auditoria das demonstrações contábeis individuais e consolidadas da Companhia. Para a formação de nossa opinião, avaliamos se essas demonstrações contábeis estão conciliadas com as demonstrações contábeis e registros contábeis, conforme aplicável, e se a sua forma e conteúdo estão de acordo com os critérios definidos no Pronunciamento Técnico CPC 09 - Demonstração do Valor Adicionado. Em nossa opinião, essas demonstrações do valor adicionado, individual e consolidada, foram adequadamente elaboradas, em todos os aspectos relevantes, segundo os critérios definidos nesse Pronunciamento Técnico e são consistentes em relação às demonstrações contábeis individuais e consolidadas tomadas em conjunto.

Outras informações que acompanham as demonstrações contábeis individuais e consolidadas e o relatório do auditor

A diretoria da Companhia é responsável por essas outras informações que compreendem o Relatório da administração.
Nossa opinião sobre as demonstrações contábeis individuais e consolidadas não abrange o Relatório da administração e não expressamos qualquer forma de conclusão de auditoria sobre esse relatório.

Em conexão com a auditoria das demonstrações contábeis individuais e consolidadas, nossa responsabilidade é a de ler o Relatório da administração e, ao fazê-lo, considerar se esse relatório está, de forma relevante, inconsistente com as demonstrações contábeis ou com nosso conhecimento obtido na auditoria ou, de outra forma, aparenta estar distorcido de forma relevante. Se, com base no trabalho realizado, concluirmos que há distorção relevante no Relatório da administração, somos requeridos a comunicar esse fato. Não temos nada a relatar a este respeito.

Responsabilidades da diretoria e da governança pelas demonstrações contábeis individuais e consolidadas

A diretoria é responsável pela elaboração e adequada apresentação das demonstrações contábeis individuais de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e das demonstrações contábeis consolidadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, e com as normas internacionais de relatório financeiro (IFRS), emitidas pelo International Accounting Standards Board (IASB) (atualmente denominadas pela Fundação IFRS como "normas contábeis IFRS"), e pelos controles internos que ela determinou como necessários para permitir a elaboração de demonstrações contábeis livres de distorção relevante, independentemente se causada por fraude ou erro.

Na elaboração das demonstrações contábeis individuais e consolidadas, a diretoria é responsável pela avaliação da capacidade de a Companhia continuar operando, divulgando, quando aplicável, os assuntos relacionados com a sua continuidade operacional e o uso dessa base contábil na elaboração das demonstrações contábeis, a não ser que a diretoria pretenda liquidar a Companhia ou cessar suas operações, ou não tenha nenhuma alternativa realista para evitar o encerramento das operações.

Os responsáveis pela governança da Companhia e suas controladas são aqueles com responsabilidade pela supervisão do processo de elaboração das demonstrações contábeis.

Responsabilidades do auditor pela auditoria das demonstrações contábeis individuais e consolidadas

Nossos objetivos são obter segurança razoável de que as demonstrações contábeis individuais e consolidadas, tomadas em conjunto, estão livres de distorção relevante, independentemente se causada por fraude ou erro, e emitir relatório de auditoria contendo nossa opinião. Segurança razoável é um alto nível de segurança, mas não uma garantia de que a auditoria realizada de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria sempre detecta as eventuais distorções relevantes existentes. As distorções podem ser decorrentes de fraude ou erro e são consideradas relevantes quando, individualmente ou em conjunto, possam influenciar, dentro de uma perspectiva razoável, as decisões econômicas dos usuários tomadas com base nas referidas demonstrações contábeis.

Como parte da auditoria realizada de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria, exercemos julgamento profissional e mantemos ceticismo profissional ao longo da auditoria. Além disso:



→★ continuação

Auren Participações S.A.
CNPJ: 37.663.076/0001-07

**DEMONSTRAÇÕES
FINANCEIRAS 2024**

DECLARAÇÃO DOS DIRETORES SOBRE AS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

Declaramos, na qualidade de diretores da Auren Participações S.A. ("Companhia"), sociedade por ações de capital aberto, com sede na Avenida Dra. Ruth Cardoso, 8.501,2º andar, sala 2, Pinheiros, São Paulo/SP, Brasil e inscrita no CNPJ/MF sob o nº 37.663.076/0001-07, em atendimento ao disposto nos incisos V e VI do parágrafo 1º do artigo 27 da Resolução CVM nº 80, de 29 de março de 2022, conforme alterada, que:

- (i) revimos, discutimos e concordamos com as demonstrações financeiras da Companhia do exercício findo em 31 de dezembro de 2024;
- (ii) revimos, discutimos e concordamos com as opiniões expressas no relatório da Ernst & Young Auditores Independentes S/S LTDA, relativamente às demonstrações financeiras da Companhia do exercício findo em 31 de dezembro de 2024.

São Paulo, 24 de fevereiro de 2025.

Diretores:

Mario Antonio Bertoncini Diretor - Presidente
Mateus Gomes Ferreira - Diretor Vice-Presidente de Relação com Investidores
Daniel Marrocos Camposilvan - Diretor Vice-Presidente
Carlos Curei Neto - Diretor Vice-Presidente

DECLARAÇÃO DOS DIRETORES SOBRE O RELATÓRIO DO AUDITOR INDEPENDENTE

Declaramos, na qualidade de diretores da Auren Participações S.A. ("Companhia"), sociedade por ações de capital aberto, com sede na Avenida Dra. Ruth Cardoso, 8.501,2º andar, sala 2, Pinheiros, São Paulo/SP, Brasil e inscrita no CNPJ/MF sob o nº 37.663.076/0001-07, em atendimento ao disposto nos incisos V e VI do parágrafo 1º do artigo 27 da Resolução CVM nº 80, de 29 de março de 2022, conforme alterada, que:

- (i) revimos, discutimos e concordamos com as demonstrações financeiras da Companhia do exercício findo em 31 de dezembro de 2024;
- (ii) revimos, discutimos e concordamos com as opiniões expressas no relatório da Ernst & Young Auditores Independentes S/S LTDA, relativamente às demonstrações financeiras da Companhia do exercício findo em 31 de dezembro de 2024.

São Paulo, 24 de fevereiro de 2025

Diretores:

Mario Antonio Bertoncini - Diretor Presidente
Mateus Gomes Ferreira - Diretor Vice-Presidente de Relação com Investidores
Daniel Marrocos Camposilvan - Diretor Vice-Presidente
Carlos Curei Neto - Diretor Vice-Presidente

Documento assinado digitalmente
conforme MP nº 2.200-2 de
24/08/2001, que institui a Infraestrutura
de Chaves Públicas Brasileira - ICP-Brasil



Certificado por Editora Globo SA
04067191000160 Pub: 25/02/2025

A autenticidade deste documento
pode ser conferida através do QR Code
ou pelo link

<https://publicidadelegal.valor.com.br/valor/2025/02/25/AURENPART1581044625022025.pdf>

Hash: 1741828935c0e149f72fdd4db081c893750b044e4d