



Release de
Resultados
3T24

Outubro 2024

Teleconferência

31 de outubro de 2024

(em português com tradução simultânea para o inglês)

11:30 hrs (Brasília) | 10:30 hrs (Nova Iorque) | 14:30 hrs (Londres)

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

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

Contatos

Relações com Investidores

Mateus Ferreira (VP de Finanças e DRI)

Mariana Mayumi

Luiz Perez

Larissa Siqueira

Carolina Avila

ri@arenenergia.com.br

ri.aurenenergia.com.br

Em 30 de setembro de 2024:

- **AURE3:** R\$ 10,46
- **Valor de Mercado:** R\$ 10,5 bilhões

© 2024 AUREN

Sumário

Sumário	3
Destaques 2T24	4
1. Mercado de Energia.....	7
2. Desempenho Operacional	11
3. Desempenho Comercial	25
4. Desempenho Financeiro.....	28
5. Contencioso Passivo	36
6. Combinação de Negócios com AES Brasil	37
7. Temas Regulatórios.....	38
8. Informações Importantes	39

Destaques 3T24

Auren registra R\$ 484 milhões de EBITDA Ajustado no 3T24, 7% de crescimento na comparação anual.

- **EBITDA Ajustado: R\$ 484,3 milhões** no 3T24, **crescimento de 6,9% em relação ao 3T23**, variação explicada, principalmente, pela performance no segmento de comercialização, entrada em operação dos novos parques solares e maiores dividendos recebidos dos ativos hidrelétricos com participações minoritárias. A Auren manteve sua **alta conversão de caixa no período, aproximadamente 84%** de conversão do EBITDA Ajustado em fluxo de caixa operacional após o serviço da dívida;
- **Lucro líquido: R\$ 270,8 milhões** no 3T24, revertendo prejuízo líquido de R\$ 838,1 milhões registrado no 3T23, que foi fortemente impactado pelo reconhecimento da tributação sobre a atualização do ganho referente à indenização da UHE Três Irmãos;
- **Comercialização:** agregação positiva de R\$ 296,9 milhões da marcação a mercado de contratos de energia no 3T24 e a realização de ganhos no valor de R\$ 108,4 milhões de posições construídas em períodos anteriores e no trimestre (efeito líquido de R\$ 188,5 milhões no trimestre). A Auren, dado seu robusto portfólio e sua capacidade de comercialização, segue aproveitando as oportunidades de mercado geradas pela volatilidade de preços para realizar ganhos;
- **Greenfield:** o complexo solar fotovoltaico Sol de Jaíba, um dos maiores parques solares do Brasil, concluiu a sua entrada em operação comercial no dia 20 de setembro, representando a adição de 500 MWac de potência instalada ao portfólio Auren. A construção de Sol de Jaíba foi concluída com sucesso, dentro do orçamento previsto pela Companhia. Um importante projeto para a Auren, que agora conta com dois parques solares em operação comercial (Sol do Jaíba e Sol do Piauí);
- **Processo de integração com a conclusão da Combinação de Negócios entre Auren e AES Brasil⁽¹⁾:** cumpridas todas as condições precedentes, conforme anunciado via Fato Relevante no dia 14 de outubro, foi aberto o período de escolha para os acionistas de AES Brasil, o qual se encerrou no dia 29 de outubro. Ao longo dos últimos cinco meses a Companhia trabalhou em um plano detalhado de integração e captura de valor, dividindo o plano em iniciativas e objetivos fundamentais a serem implementados (i) um dia após conclusão da transação, definido como 01 de novembro, (ii) até 100 dias após a conclusão - Plano D100 e (iii) até um ano após a conclusão - Plano D365. Todos os planos já estão totalmente definidos e em execução, abordando, principalmente, a continuidade dos negócios, captura de valor das sinergias e foco na eficiência operacional;
- **Gestão do endividamento:** mantendo seu histórico de excelência na gestão financeira, a Companhia completou sua 3ª emissão de debêntures no volume de R\$2,5 bilhões com condições competitivas, ao custo *all-in* de CDI+0,60% a.a. com vencimento em sete anos. Adicionalmente, no dia 28 de outubro, houve o desembolso da totalidade do *acquisition finance* de R\$ 5,4 bilhões. Essas duas linhas permitirão à companhia fazer frente à conclusão da transação de combinação com a AES Brasil e repor sua posição de caixa para cumprimento das obrigações de curto prazo;
- **Auren passa a compor a carteira do Ibovespa (IBOV)**, este marco reflete nosso compromisso contínuo com a excelência e a criação de valor para os nossos acionistas. O Ibovespa é o principal índice da B3, representando as ações mais negociadas e de maior relevância no mercado brasileiro de capitais.

¹ Combinação de Negócios entre Auren e AES Brasil ("Transação") anunciada por meio de Fato Relevante no dia 15 de maio de 2024, com atualizações por meio dos Fatos Relevantes dos dias 06 de agosto, 10 de setembro e 14 de outubro de 2024.

Tabela 01 – Destaques do 3T24

R\$ milhões	3T24	3T23	Var.	9M24	9M23	Var.
Receita Líquida	2.046,5	1.626,6	25,8%	4.894,1	4.478,2	9,3%
Hidrelétrica	281,4	304,3	-7,5%	877,1	935,1	-6,2%
Eólica	227,7	235,8	-3,5%	650,3	644,6	0,9%
Solar	43,6	-	N.M.	75,0	-	N.M.
Comercialização	1.688,9	1.209,9	39,6%	3.899,9	3.267,3	19,4%
Eliminações	(195,1)	(123,5)	57,9%	(608,2)	(368,8)	64,9%
PMSO	(158,1)	(146,6)	7,9%	(431,0)	(420,2)	2,6%
EBITDA	633,6	350,1	81,0%	1.631,3	1.259,9	29,5%
EBITDA Ajustado^(a)	484,3	453,2	6,9%	1.300,9	1.285,4	1,2%
Margem EBITDA Ajustada	23,7%	27,9%	-4,2 p.p.	26,6%	28,7%	-2,1 p.p.
Hidrelétrica	256,5	253,6	1,1%	694,9	710,5	-2,2%
Eólica	140,1	162,8	-14,0%	411,8	431,8	-4,6%
Solar	23,2	-	N.M.	33,0	-	N.M.
Comercialização	87,3	64,4	35,6%	233,6	232,4	0,5%
<i> Holding e Pipeline</i>	(22,8)	(27,6)	-17,3%	(72,5)	(89,2)	-18,8%
Lucro Líquido	270,8	(838,1)	N.M.	615,5	(425,3)	N.M.
Fluxo de Caixa Operacional^(b)	508,1	(48,5)	N.M.	1.317,5	793,7	66,0%
Fluxo de Caixa Livre	283,8	(1.380,6)	N.M.	2.037,4	1.673,4	21,8%
Dívida Líquida^(c)	2.898,3	1.131,3	156,2%	2.898,3	1.131,3	156,2%
Alavancagem^(d)	1,60x	0,62x	0,98x	1,60x	0,62x	0,98x

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

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

^(c) Dívida Bruta deduzida de caixa, equivalentes de caixa, aplicações financeiras e conta reserva, incorporando-se o valor justo dos derivativos (ativo e passivo) e arrendamentos enquadrados de acordo com a norma CPC06/IFRS 16-Arrendamentos;

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

Carta da Administração

O terceiro trimestre de 2024 registra a última divulgação da Companhia antes conclusão da Transação para combinação de negócios com a AES Brasil. Um importante marco na breve e bem-sucedida história da Auren, iniciada em 2016, com um único ativo eólico – Ventos do Piauí I - que somava pouco mais de 200 MW, a Companhia torna-se agora a 3ª maior geradora de energia do Brasil, com quase 9 GW de capacidade instalada, destacando-se pela diversificação de seu portfólio de fontes de geração de energia renovável. A conclusão da transação está prevista para o dia 31 de outubro e o processo de integração com a AES Brasil avança para garantir a continuidade operacional da Companhia combinada e a captura das sinergias. Os planos que compõem este processo de integração já estão totalmente definidos e em execução, abordando, principalmente, a continuidade dos negócios, captura de valor das sinergias e foco na eficiência operacional

No segmento de geração, celebramos, em setembro, a conclusão da entrada em operação comercial do parque solar Sol do Jaíba, que totaliza 500 MWac de capacidade instalada, com geração total das fontes solares no 3T24 de 104 MW médios. A geração eólica consolidada, no 3T24, superou o percentil 90 (P90) da certificação de produção atingindo 656 MW médios, equivalente a 95% do percentil 50 (P50). Na geração hidrelétrica, a produção de energia da UHE Porto Primavera atingiu 823 MW médios no trimestre, 9% menor em comparação com o 3T23, principalmente por conta da disponibilidade hídrica.

No segmento de comercialização, observamos maiores preços médios de energia neste trimestre quando comparados aos primeiros seis meses do ano, dado o cenário de demanda crescente, cenário hidrológico mais recessivo em relação a anos anteriores e consequente elevação do despacho termelétrico. O nível de contratação do portfólio manteve-se elevado até 2026 representando, aproximadamente, 95% do recurso. A disciplina na gestão do balanço energético, a diversificação do portfólio da Companhia e sua capacidade de comercialização permitiram que, ao longo do trimestre, a Auren realizasse ganhos de posições construídas em períodos anteriores e no trimestre no valor de R\$ 108 milhões no 3T24, além da agregação positiva de R\$ 297 milhões da marcação a mercado de contratos de energia futuros de energia.

Em relação ao desempenho financeiro, a Companhia registrou EBITDA Ajustado de R\$ 484 milhões no 3T24, 7% maior em comparação ao mesmo período do ano anterior. Esse resultado foi impulsionado, principalmente, pelo desempenho do segmento de comercialização, que totalizou R\$ 87 milhões de EBITDA Ajustado no trimestre, pelo segmento solar, com a entrada em operação dos novos parques e por maiores dividendos recebidos das participações minoritárias. O EBITDA contábil, que inclui os efeitos de marcação a mercado, mas não considera os dividendos recebidos das participações, totalizou R\$ 634 milhões no 3T24, crescimento de 81% em relação ao 3T23.

Orientada pela sua excelência na gestão financeira, a Companhia realizou a captação de R\$ 2,5 bilhões em outubro, além do desembolso do *acquisition finance* de R\$ 5,4 bilhões previamente contratado. Essa abordagem foi especialmente desenhada para otimizar a gestão da dívida da Auren nesse momento em que se aproxima da conclusão da Transação. Aproveitamos um cenário favorável para emissão dos R\$ 2,5 bilhões, o que nos permitiu captar recursos com condições bastante competitivas (custo *all-in* de CDI+0,6). Essa captação não apenas reforça a posição de caixa da empresa, mas também demonstra a qualidade de crédito da Companhia e sua capacidade de gestão.

Em setembro, a Auren passou a compor a carteira do Ibovespa (IBOV). Este marco reflete nosso compromisso contínuo com a excelência e a criação de valor para nossos acionistas. O Ibovespa é o principal índice da B3, representando as ações mais negociadas e de maior relevância no mercado brasileiro de capitais. Fazer parte deste grupo não só aumenta nossa visibilidade no mercado, mas também reforça nossa posição como um player significativo na bolsa brasileira.

A partir da combinação com a AES Brasil, iniciaremos um novo ciclo da nossa história, com a mesma coragem para crescer e gerar valor que tivemos ao longo dos oito últimos anos e que nos permitiu construir a terceira maior geradora de energia e a maior comercializadora do país. Agradecemos aos nossos acionistas, colaboradores e demais stakeholders pelo apoio contínuo em nossa jornada de crescimento focada na capacidade gestão, excelência operacional e disciplina financeira e em direção a um futuro mais limpo e sustentável. Juntos, continuaremos gerando energia para impulsionar pessoas e negócios. Damos as boas-vindas aos acionistas da AES Brasil que acreditaram na qualidade do nosso trabalho e que farão parte da nossa base a partir do dia 1 de novembro.

Fabio Zanfelice, Diretor- Presidente

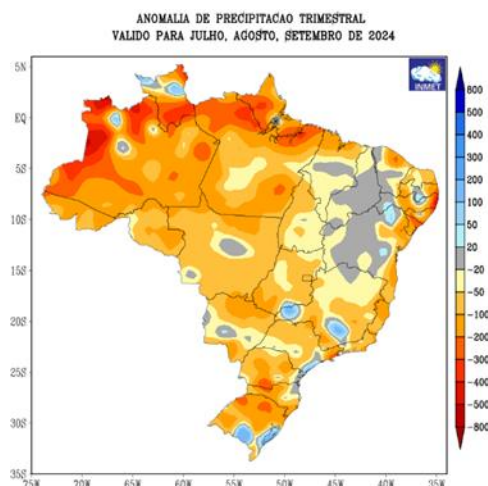
Mateus Ferreira, Vice-Presidente de Finanças e DRI

1. Mercado de Energia

O terceiro trimestre é marcado pelo período seco nas Regiões Sudeste, Centro-Oeste e Nordeste, caracterizado pelos baixos volumes acumulados de precipitação. Por outro lado, neste período há predominância do período úmido na Região Sul onde são esperadas precipitações acumuladas mais expressivas que o restante do país, embora seja menor que o segundo trimestre.

Figura 01 - Anomalia de precipitação no 3T24

Fonte: INMET

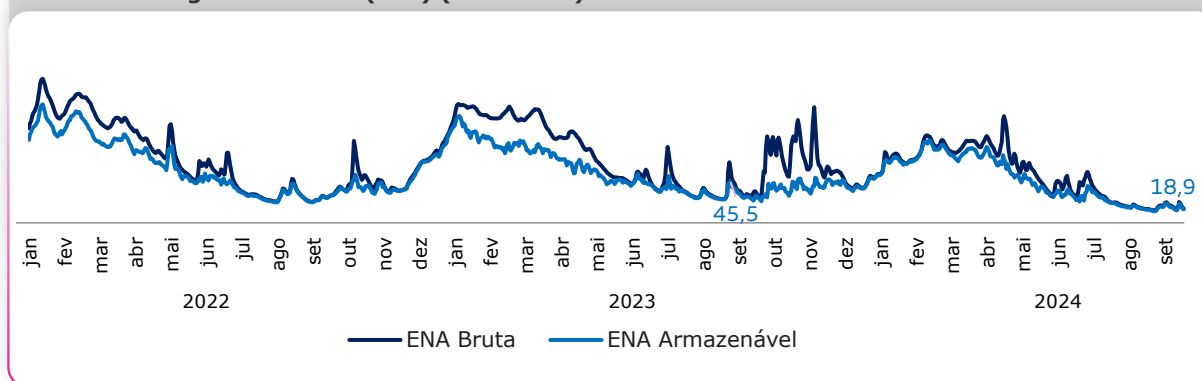


Neste 3T24, houve passagens de frentes frias que contribuíram com chuvas acumuladas superiores a 100 mm na Região Sul, porém, abaixo da média climatológica. As Regiões Nordeste e Sudeste não apresentaram desvios expressivos em relação à média climatológica.

Sob o aspecto de Energia Natural Afluente (ENA), foram observados valores inferiores aos registrados no mesmo período de 2023. A ENA Bruta, no 3T24, foi 66% da Média de Longo Termo (MLT) o que representou um decréscimo de 30 p.p. em relação ao valor registrado no 3T23.

Do ponto de vista da ENA Armazenável, que representa a quantidade da energia natural afluente que pode ser armazenada nos reservatórios, o valor médio foi 58% da MLT no 3T24. Este valor foi 27 p.p. abaixo dos valores de ENA Armazenável no mesmo período de 2023.

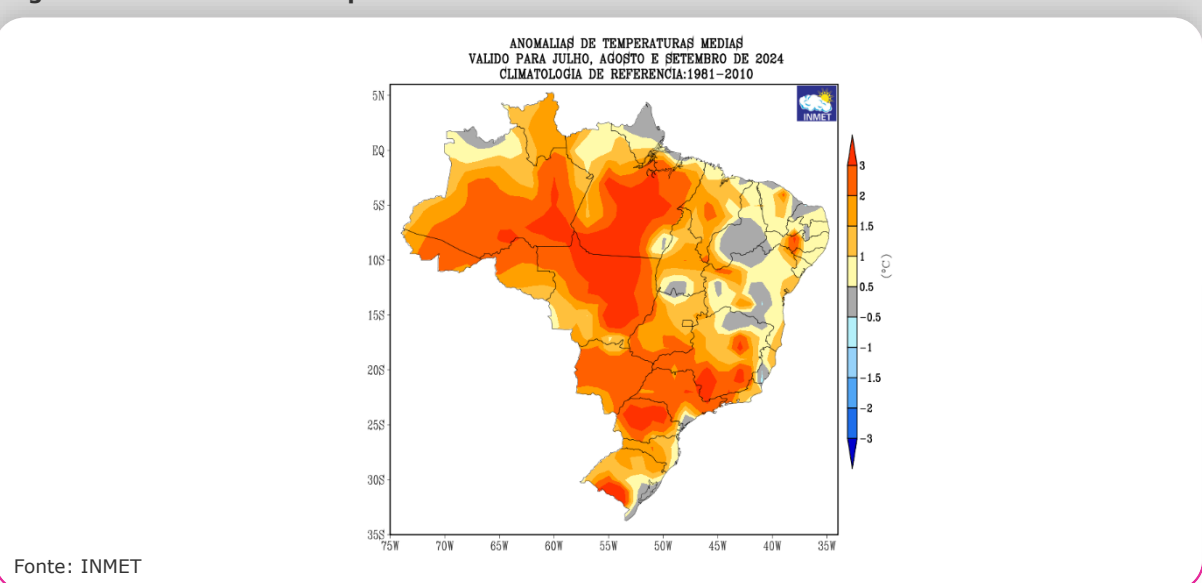
Gráfico 01 - Energia Natural Afluente Bruta e Armazenável para todo o Sistema Interligado Nacional (SIN) (GW médio)



ENA/MLT	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	3T	9M	Ano
2022	125%	113%	93%	87%	86%	103%	70%	90%	81%	116%	80%	96%	80%	98%	98%
2023	117%	101%	98%	94%	85%	85%	100%	84%	102%	166%	154%	64%	95%	98%	102%
2024	59%	66%	71%	86%	94%	72%	85%	57%	50%				66%	72%	-

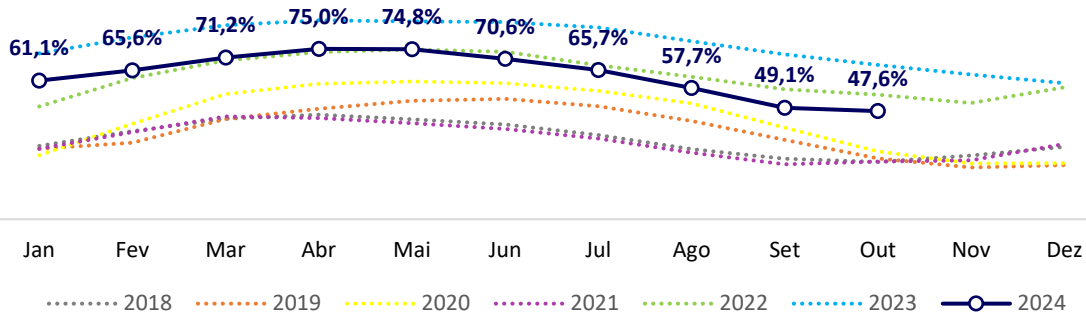
Com relação à temperatura, com menor atuação dos sistemas frontais e menor presença das massas de ar polar no país, foram observados registros de temperaturas elevadas em grande parte do país, especialmente na região Sudeste/Centro-Oeste. As diferenças foram mais expressivas no mês de setembro, cujas anomalias ultrapassaram 1,5°C em todo o país, com exceção do Nordeste. No mesmo mês, em São Paulo e no Paraná, a temperatura máxima ficou aproximadamente 4°C acima da média histórica.

Figura 02 - Anomalia de temperatura máxima do ar no 3T24



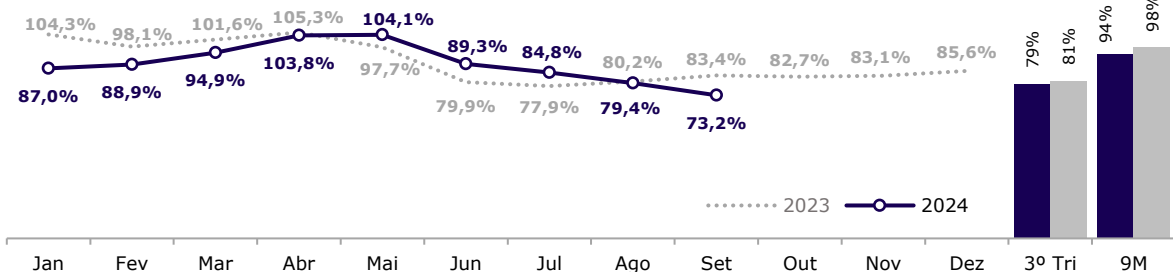
Sob o aspecto de evolução da carga de energia, observou-se um aumento de 5,2% no 3T24 em relação ao mesmo período do ano anterior, representando um consumo adicional de 3,8 GW médios. Com consumo mais elevado e a observação de baixas afluências, o deplecionamento dos reservatórios aconteceu de forma mais acentuada quando comparado ao ano anterior, de modo que o nível dos reservatórios do Sistema Interligado Nacional (SIN) chegou ao fim do 3T24 com 23,5 p.p. abaixo do verificado ao final do 3T23.

Gráfico 02 - Nível dos reservatórios de todo o Sistema Interligado Nacional (% Energia Armazenada Máxima)



Com relação ao deslocamento hidrelétrico (Ajuste do Mecanismo de Realocação de Energia, ou GSF, do termo em inglês *Generation Scaling Factor*), de acordo com os dados da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), o valor médio observado no 3T24 foi de 79,0%, comparado a 80,6% no 3T23. Cabe destacar que a redução do fator de ajuste do MRE é explicada pela menor geração hidrelétrica no período, que está associada às baixas afluências registradas no período.

Gráfico 03 - Deslocamento hidrelétrico (% GSF)

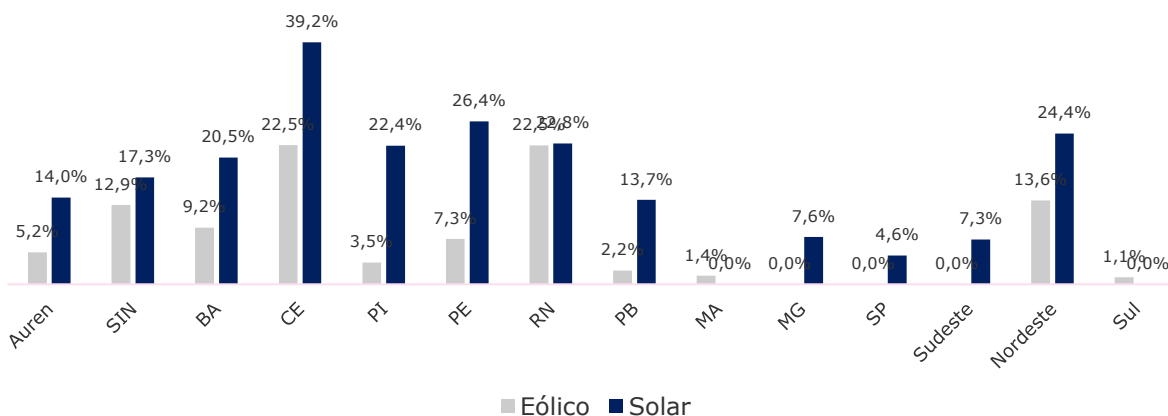


Ano	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	3T	9M	Ano
2022	95%	95%	97%	106%	100%	83%	78%	76%	71%	70%	78%	85%	75%	88%	85%
2023	104%	98%	102%	105%	98%	80%	78%	80%	83%	83%	83%	86%	81%	92%	90%
2024	87%	89%	95%	104%	104%	90%	85%	79%	73%	-	-	-	79%	89%	-

Por fim, no 3T24 observou-se cortes de geração (*curtailment*) para a fonte eólica de 12,9% e de 17,3% para a fonte solar, ambos valores médios considerando todo o SIN. Cabe destacar, que o período de julho a setembro é caracterizado pelos maiores valores de geração eólica devido a característica sazonal da velocidade do vento, sobretudo, na região Nordeste, portanto, há uma probabilidade maior de cortes mais profundos neste período quando comparado aos demais meses do ano. Considerando o conjunto de ativos da Auren, a restrição de geração foi consideravelmente menor quando comparado aos valores médios do SIN totalizando 5,2% para os ativos eólicos e 14% para os ativos solares.

Os cortes de geração não são uniformemente distribuídos entre as regiões do país, devido aos limites de intercâmbio para escoamento da produção, ao perfil de demanda local, à quantidade de geração distribuída instalada e à sazonalidade horária da geração de energia. No 3T24, os Estados do Ceará e Rio Grande do Norte foram os mais afetados, em razão do atraso de obras do sistema de transmissão que impactaram em redução da capacidade de geração para evitar sobrecarga no sistema.

Gráfico 04– Curtailment observado por fonte e por estado no 3T24



Geração (GWm)	Auren	SIN	BA	CE	PI	PE	RN	PB	MA	MG	SP	SE/CO	NE	S
Eólico	0,7	15,1	5,2	0,9	2,6	0,4	4,5	0,6	0,3	0,0	0,0	0,0	14,1	0,7
Solar	0,1	3,1	0,5	0,2	0,4	0,2	0,2	0,1	0,0	1,3	0,2	1,4	1,7	0,0

Fonte: Dados abertos ONS.

2. Desempenho Operacional

Em setembro de 2024, a capacidade instalada operacional da Auren totalizou 3.618 MW. Desse total, 2.088 MW correspondem à fonte hidrelétrica, incluindo 548 MW em ativos nos quais a Companhia possui participação minoritária relevante; 982 MW correspondem à fonte eólica; e 548 MWac correspondem à fonte solar.

1.1 Geração Hidrelétrica

A produção de energia da UHE Porto Primavera atingiu 822,8 MW médios no 3T24, 8,7% inferior ao 3T23 (900,9 MW médios), devido, majoritariamente, à decisão do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) de implementar o plano de redução de vazão defluente das usinas em cascata do Rio Paraná, onde está localizada a UHE Porto Primavera. Adicionalmente, o 3T24 foi marcado por uma recessão de disponibilidade hídrica, conforme apresentado na Tabela 03, onde a Energia Natural Afluenta (ENA) do Subsistema SE/CO foi inferior a 38% quando comparado com o 3T23. Quanto ao acumulado do ano, a UHE Porto Primavera produziu 828,4 MW médios, 8,2% inferior à geração observada no mesmo período do ano de 2023.

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

Usina	Capacidade Instalada (MW)	Garantia Física (MW médio)	Geração de Energia (MW médio)					
			3T24	3T23	Var. (%)	9M24	9M23	Var. (%)
UHE Porto Primavera	1.540,0	886,8	822,8	900,9	-8,7%	828,4	902,2	-8,2%

Tabela 02 – Evolução da vazão defluente da UHE Porto Primavera²

Vazões Médias (m ³ /s)	3T24	3T23	Var. (%)	9M24	9M23	Var. (%)
Vazão Turbinada	4.580	5.052	-9,3%	4.635	5.230	-11,4%
Vazão Vertida	8	5	N.M.	5	1.383	N.M.
Vazão Defluente Total	4.588	5.057	-9,3%	4.640	6.613	-29,8%

No 3T24, a vazão afluenta aos reservatórios do Sistema Interligado Nacional (SIN), particularmente no subsistema Sudeste/Centro-Oeste, foi inferior em 37,7 p.p. ao valor observado no 3T23. O valor acumulado nos primeiros nove meses de 2024 apresenta-se bem abaixo da média histórica, fechando em 61 p.p. e inferior em 37 p.p. ao valor verificado no mesmo período de 2023, conforme demonstrado na Tabela 03.

² Vazão Defluente Total: é a vazão total que passa pela usina, sendo o somatório da vazão turbinada e vazão vertida.

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

Período	ENA (MW médio)			ENA (% MLT) ⁽³⁾	
	2024	2023	Var. (%)	2024	2023
Janeiro	37.064	77.841	-52%	56%	119%
Fevereiro	43.505	73.925	-41%	61%	105%
Março	45.836	71.117	-36%	66%	103%
Abril	46.110	55.160	-16%	84%	101%
Mai	23.881	36.569	-35%	60%	92%
Junho	18.221	30.862	-41%	56%	95%
Julho	14.972	22.870	-35%	59%	89%
Agosto	11.939	18.510	-36%	58%	90%
Setembro	9.624	17.296	-44%	49%	88%
1T	42.105	74.307	-43%	61%	109%
2T	29.343	40.817	-28%	67%	96%
3T	12.206	19.583	-38%	55%	89%
9M	27.828	44.702	-38%	61%	98%

O índice de disponibilidade médio das usinas operadas pela Auren manteve-se acima dos valores de referência estabelecidos pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). No 3T24, o índice de disponibilidade médio da UHE Porto Primavera foi de 92,9%, superior em 0,6 p.p. à referência ANEEL.

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

Usina	Capacidade Instalada (MW)	Número de Unidades Geradoras	Capacidade Unitária da UG (MW)	Disponibilidade Verificada	Índice Referência ANEEL
UHE Porto Primavera	1.540,0	14	110,0	92,9%	92,3%
UHE Picada	50,0	2	25,0	97,2%	94,6%

³ Média de Longo Termo (MLT). Informações disponíveis em http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/energia_afluyente_subsistema.aspx.

1.2 Geração Eólica

A tabela a seguir mostra as atuais características técnicas dos complexos eólicos.

Tabela 05 – Características técnicas dos complexos eólicos

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

A produção de energia elétrica nos parques eólicos da Auren atingiu 655,7 MW médios no 3T24, 6,5% acima da produção do 3T23 (615,8 MW médios) e 5,1% abaixo da certificação no percentil 50 (P50), impactada, principalmente, pelas restrições de geração solicitadas pelo ONS (*curtailment*), que totalizaram 34,7MW médios no período, sendo 6,3 MW médios passíveis de ressarcimento, uma vez que foram restrições de natureza elétrica ("REL"). Cabe ressaltar que caso não houvesse tais restrições, a produção de energia atingiria 99,9% da expectativa P50 e 106,5% da expectativa percentil 90 (P90).

Tabela 06 – Produção dos complexos eólicos e performance da produção em relação à certificação

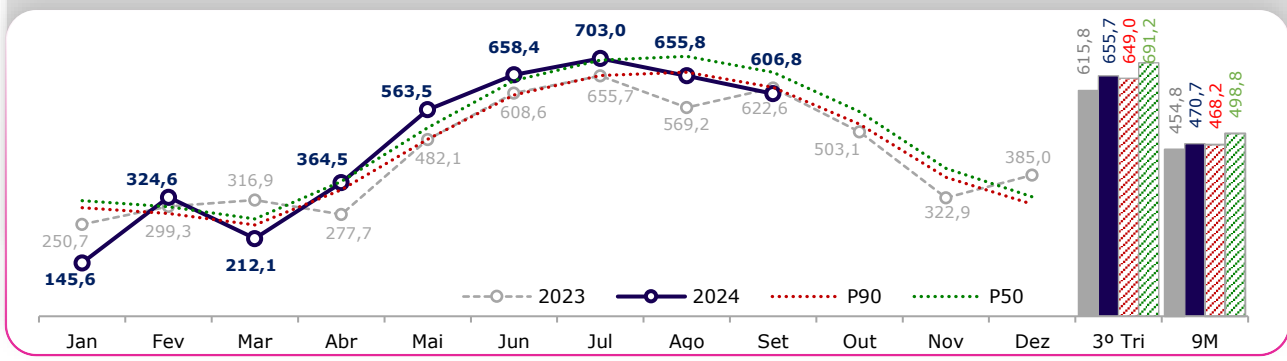
Complexo Eólico	Garantia Física (MwM)	Geração de Energia (MW médio)						Variação (%) 3T24	
		3T24	3T23	Var.(%)	9M24	9M23	Var. (%)	P50	P90
Ventos do Araripe III ⁽⁵⁾	178,5	229,3	219,8	4,3%	164,2	160,1	2,6%	-10,5%	-5,2%
Ventos do Piauí I	106,3	134,6	128,2	5,0%	96,8	93,1	4,0%	-8,3%	-3,1%
Ventos do Piauí II ⁽⁴⁾	105,7	147,9	137,0	8,0%	110,2	104,2	5,8%	1,2%	8,6%
Ventos do Piauí III ⁽⁴⁾	100,6	144,0	130,7	10,2%	99,6	97,4	2,3%	1,4%	9,2%
Total	491,1	655,7	615,8	6,5%	470,7	454,8	3,5%	-5,1%	1,0%

⁴ Para Ventos do Piauí II e III, houve alteração da potência instalada, em agosto de 2023, após alteração das características técnicas dos aerogeradores de 4,4 MW para 4,5 MW, alterando os níveis de certificação.

⁵ Garantia Física após revogação da revisão ordinária realizada em 2022, através da Portaria no 2.634 SNTep/MME publicada em 19 de outubro de 2023 da Secretaria Nacional de Transição Energética e Planejamento do Ministério de Minas e Energia (MME).

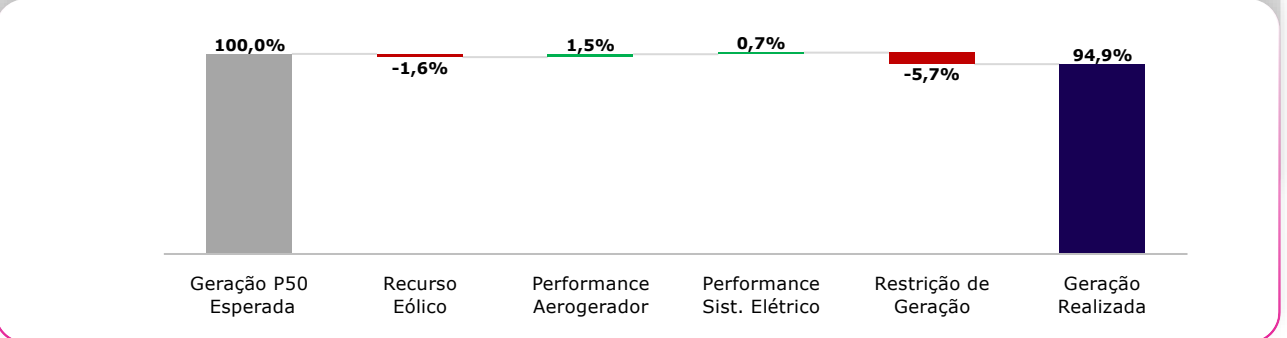
Destaca-se que o recurso eólico se apresentou mais favorável em altitudes mais elevadas no trimestre. Com isso, a produção dos Complexos Eólicos Ventos do Piauí II e III apresentou performance superior, dado que seus aerogeradores possuem 120 metros de altura, enquanto os aerogeradores de Ventos do Piauí I e Ventos do Araripe III possuem 80 metros de altura.

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



Os aerogeradores performaram 1,5% acima do parâmetro técnico de projeto, devido à alta disponibilidade dos ativos e à boa aderência à curva de potência. A performance do sistema elétrico⁽⁶⁾ ficou acima do esperado, em 0,7%. A redução da produção causada por restrição de geração (*curtailment*) representou 5,7% da geração esperada.

Gráfico 02 – Performance dos parques eólicos no 3T24 quando comparado aos parâmetros técnicos do projeto tendo como expectativa média de geração P50 na base 100



⁶ Sistema elétrico refere-se ao sistema interno composto pela rede de média tensão (34,5kV), pela subestação coletora (34,5/230kV) e pela linha de transmissão até a subestação seccionadora (230/500kV).

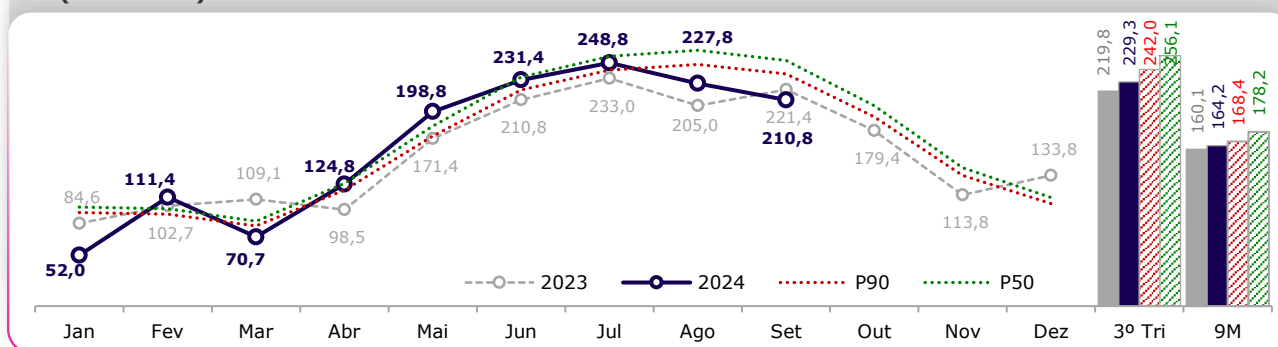
Ventos do Araripe III

No 3T24, a geração de Ventos do Araripe III atingiu 229,3 MW médios, superior em 4,3% ao valor observado no 3T23 (219,8 MW médios). Com relação à geração esperada no P90, a produção foi inferior em 5,2% e, em relação à geração média esperada no P50 foi inferior em 10,5%, devido às restrições de geração (*curtailment*) e ao recurso eólico abaixo do esperado.

Tabela 07 – Produção do complexo eólico Ventos do Araripe III

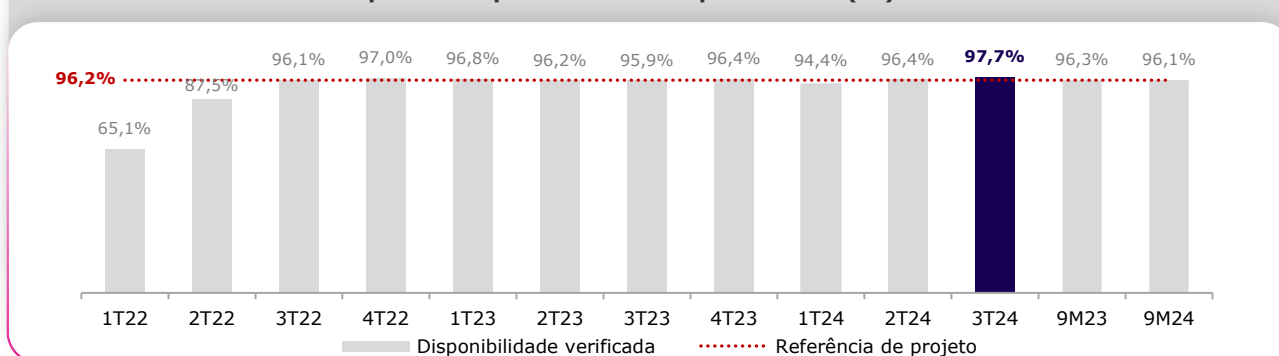
Período	Geração (MW médio)	Geração Esperada (P90) (MW médio)	Var. (P90)	Geração Esperada (P50) (MW médio)	Var. (P50)
1T23	98,7	90,4	9,1%	95,7	3,1%
1T24	77,3		-14,5%		-19,2%
2T23	160,4	171,3	-6,4%	181,3	-11,5%
2T24	185,1		8,1%		2,1%
3T23	219,8	242,0	-9,2%	256,1	-14,2%
3T24	229,3		-5,2%		-10,5%
9M23	160,1	168,4	-4,9%	178,2	-10,2%
9M24	164,2		-2,5%		-7,9%

Gráfico 03 - Ventos do Araripe III: Geração de energia e valores certificados para P50 e P90 (MW médio)



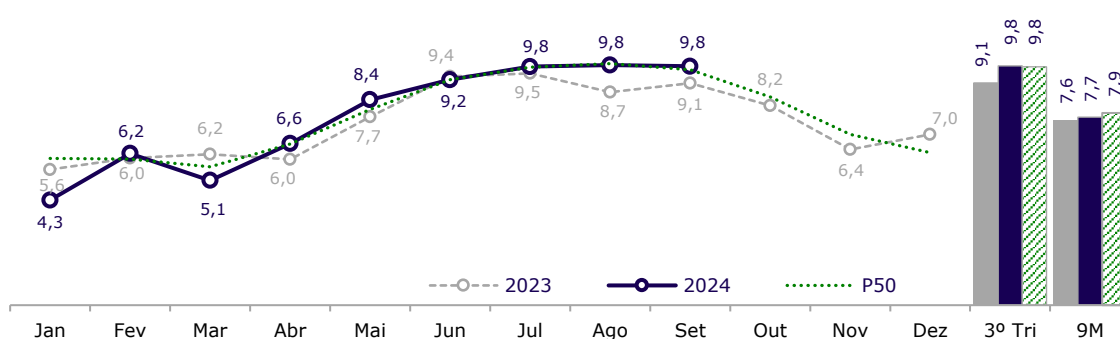
O índice de disponibilidade temporal média do complexo atingiu 97,7% no 3T24, desempenhando acima da referência do projeto de 96,2%.

Gráfico 04 – Ventos do Araripe III: Disponibilidade Temporal Média (%)



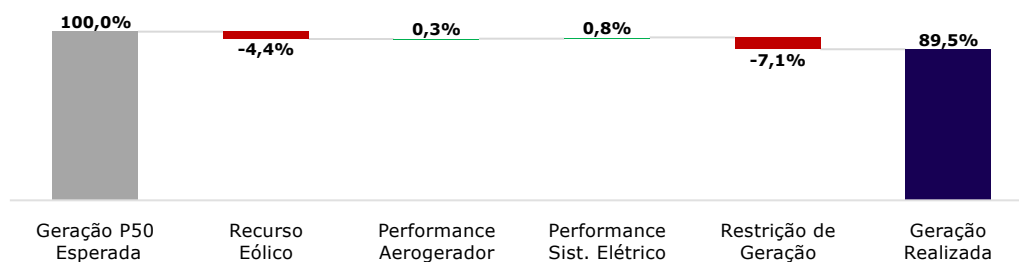
No 3T24, observou-se uma velocidade média de vento de 9,8 m/s, 7,6% acima do valor de 9,1 m/s verificado no 3T23. O recurso eólico útil, que é a velocidade do vento efetivamente aproveitada para gerar energia, para Ventos do Araripe III foi de 9,4 m/s, o equivalente a 95,9% da expectativa do P50 esperado (9,8 m/s).

Gráfico 05 – Ventos do Araripe III: Velocidade Média Mensal do Vento (m/s)



Avaliando os resultados do 3T24 quanto aos parâmetros técnicos do projeto, o recurso eólico ficou 4,4% abaixo da média de longo prazo para o horizonte de 20 anos. A performance dos aerogeradores foi 0,3% acima da esperada, devido à boa aderência à curva de potência. A performance do sistema elétrico ficou 0,8% acima da esperada devido à alta disponibilidade da rede interna e subestações. A redução da produção causada por restrição de geração representou 7,1%.

Gráfico 06 – Ventos do Araripe III: Performance do parque eólico no 3T24 quando comparada aos parâmetros técnicos do projeto tendo como expectativa média de geração P50 na base 100



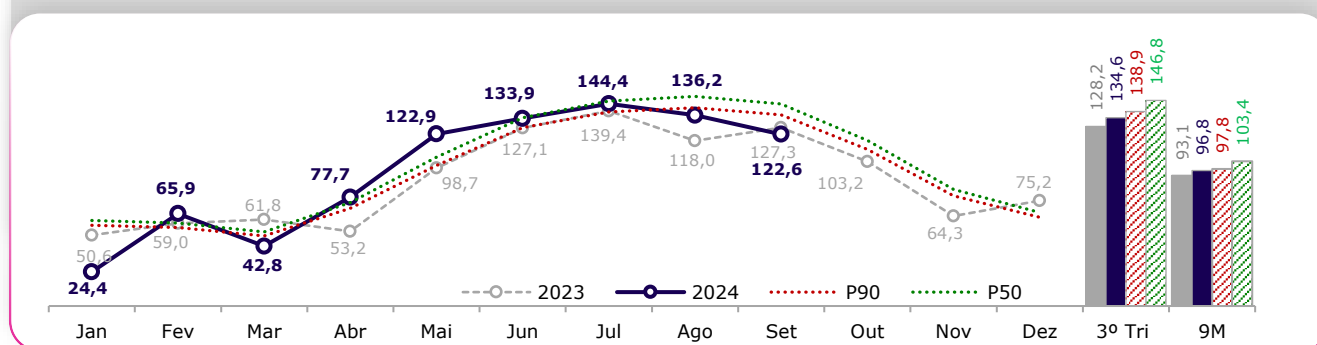
Ventos do Piauí I

No 3T24, a geração de Ventos do Piauí I atingiu o valor de 134,6 MW médios, superior em 5,0% ao observado no 3T23 (128,2 MW médios). Com relação à geração esperada no P90, a produção foi inferior em 3,1% e, em relação à geração média esperada no P50, foi inferior em 8,3% devido às restrições de geração e ao recurso eólico útil abaixo do esperado.

Tabela 08 – Produção do complexo eólico Ventos do Piauí I

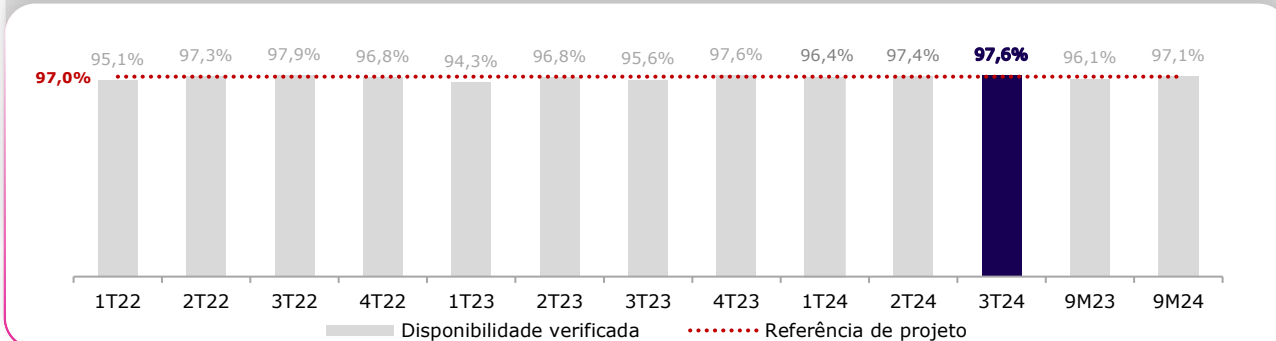
Período	Geração (MW médio)	Geração Esperada (P90) (MW médio)	Var. (P90)	Geração Esperada (P50) (MW médio)	Var. (P50)
1T23	57,1	54,6	4,6%	57,7	-1,0%
1T24	43,9	54,6	-19,6%	57,7	-23,9%
2T23	93,1	99,2	-6,1%	104,9	-11,2%
2T24	111,6	99,2	12,5%	104,9	6,4%
3T23	128,2	138,9	-7,7%	146,8	-12,7%
3T24	134,6	138,9	-3,1%	146,8	-8,3%
9M23	93,1	97,8	-4,8%	103,4	-10,0%
9M24	96,8	97,8	-1,0%	103,4	-6,4%

Gráfico 07 – Ventos do Piauí I: Geração de energia e valores certificados para P50 e P90 (MW médio)



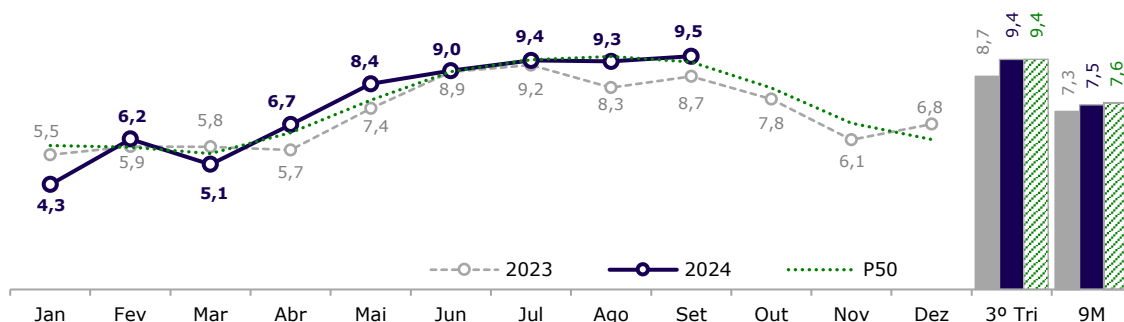
O índice de disponibilidade temporal média do complexo Ventos do Piauí I atingiu 97,6% da capacidade total instalada no 3T24, acima da referência do projeto de 97,0%.

Gráfico 08 - Ventos do Piauí I: Disponibilidade Temporal Média (%)



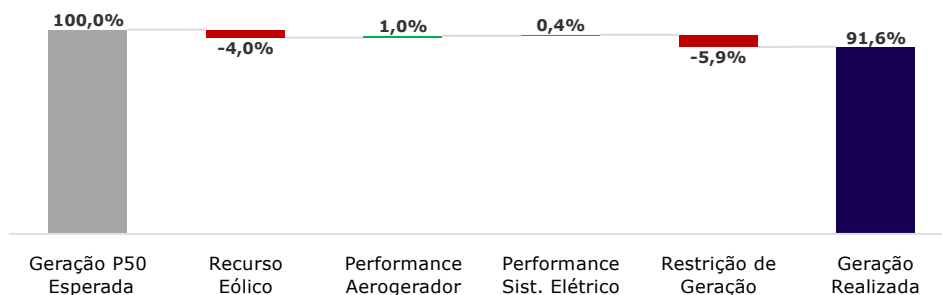
No 3T24, observou-se uma velocidade média de vento de 9,4m/s, 8,0% acima do valor de 8,7 m/s verificado no 3T23. O recurso eólico útil, que é a velocidade do vento efetivamente aproveitada para gerar energia, para Ventos do Piauí I foi de 9,1 m/s, o equivalente a 96,7% da expectativa do P50 esperado (9,4 m/s).

Gráfico 9 - Ventos do Piauí I: Velocidade Média Mensal do Vento (m/s)



Avaliando os resultados do 3T24 quanto aos parâmetros técnicos do projeto, o recurso eólico observado foi 4,0% inferior à média de longo prazo para o horizonte de 20 anos. A performance dos aerogeradores foi 1,0% acima da esperada, devido à boa aderência à curva de potência. A performance do sistema elétrico do parque foi 0,4% acima da esperada. As restrições de geração impactaram negativamente o resultado desse trimestre em 5,9%.

Gráfico 10 - Ventos do Piauí I: Performance do parque eólico no 3T24 comparada aos parâmetros técnicos do projeto tendo como expectativa média de geração P50 na base 100



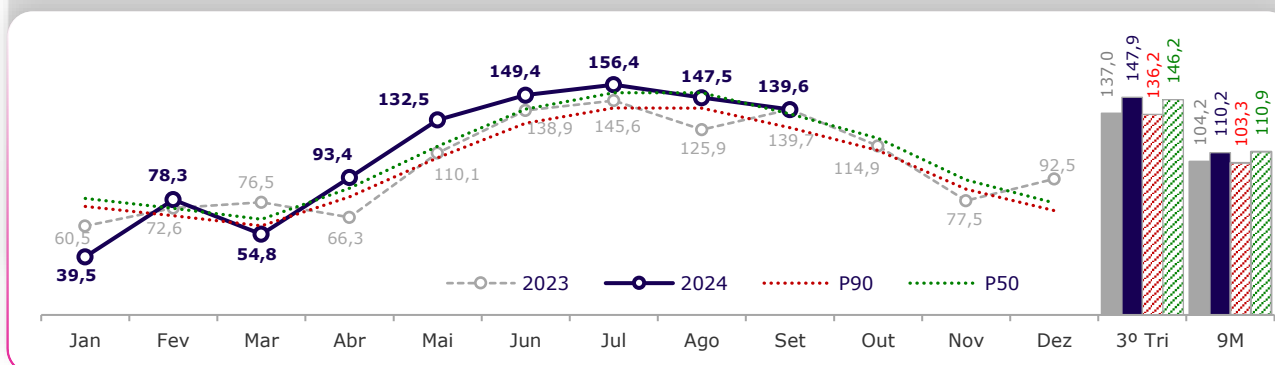
Ventos do Piauí II

No 3T24, a geração de Ventos do Piauí II atingiu o valor de 147,9 MW médios, 8,0% superior a geração no 3T23, de 137,0 MW médios. Com relação à geração esperada no P90, a produção foi superior em 8,6% e, em relação à geração média esperada P50, superior em 1,2%, devido à alta disponibilidades dos aerogeradores e aos bons recursos eólicos no período.

Tabela 09 – Produção trimestral do complexo eólico Ventos do Piauí II⁽⁷⁾

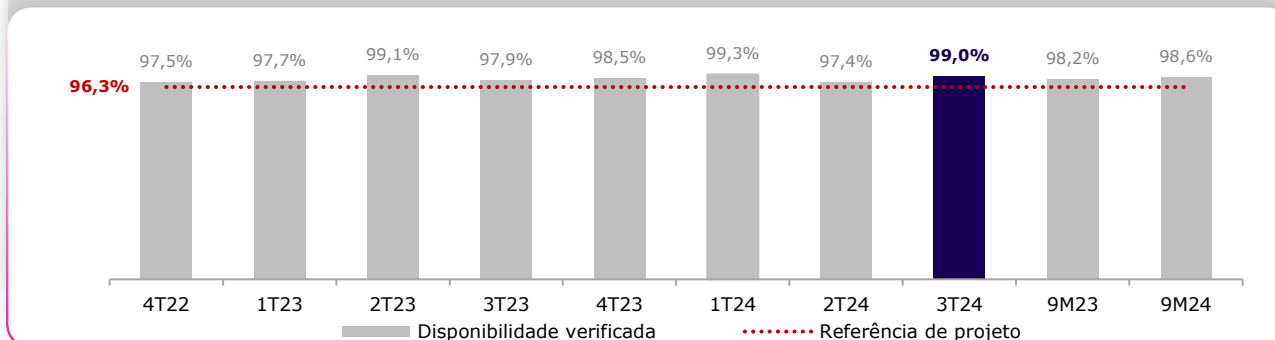
Período	Geração (MW médio)	Geração Esperada (P90) (MW médio)	Var. (P90)	Geração Esperada (P50) (MW médio)	Var. (P50)
1T23	69,8	60,1	16,2%	69,1	0,9%
1T24	57,1	67,2	-15,1%	72,2	-20,9%
2T23	105,1	93,8	12,0%	108,0	-2,7%
2T24	125,1	105,7	18,4%	113,5	10,3%
3T23	137,0	121,1	13,1%	139,4	-1,7%
3T24	147,9	136,2	8,6%	146,2	1,2%
9M23	104,2	91,9	13,4%	105,9	-1,6%
9M24	110,2	103,3	6,7%	110,9	-0,6%

Gráfico 11 - Ventos do Piauí II: Geração de energia e valores certificados para P50 e P90 (MW médio)



O índice de disponibilidade temporal média do complexo atingiu 99,0% no 3T24, acima da referência de projeto de 96,3%.

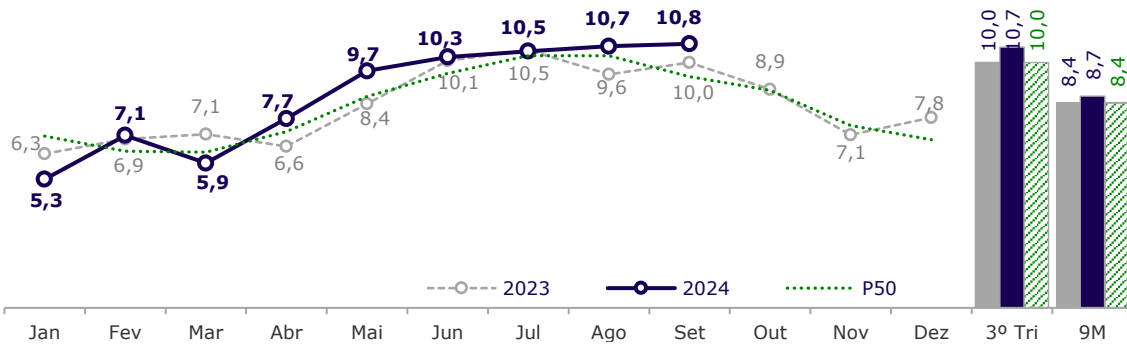
Gráfico 12 – Ventos do Piauí II: Disponibilidade Temporal Média (%)



No 3T24, observou-se uma velocidade média de vento de 10,7 m/s, 6,3% acima do valor de 10,0 m/s verificado no 3T23. O recurso eólico útil, que é a velocidade do vento efetivamente aproveitada para gerar energia, para Ventos do Piauí II foi de 10,2 m/s, o equivalente a 102,0% da expectativa do P50 esperado (10,0 m/s).

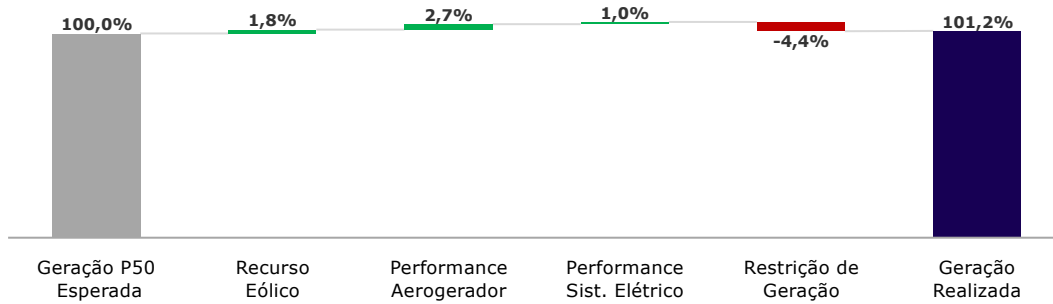
(7) Alteração da expectativa P50 e P90 devido à alteração de potência dos aerogeradores de 4,4 MW para 4,5 MW e à utilização da certificação de longo prazo, aplicada após o 2º ano de operação.

Gráfico 13 – Ventos do Piauí II: Velocidade Média Mensal do Vento (m/s)



Avaliando os resultados do 3T24 quanto aos parâmetros técnicos do projeto, o recurso eólico ficou 1,8% acima da média de longo prazo. A performance dos aerogeradores foi 2,7% acima da esperada devido à alta disponibilidade do ativo, enquanto a performance do sistema elétrico do parque foi 1,0% acima da prevista. As restrições de geração impactaram negativamente o resultado desse trimestre em 4,4%.

Gráfico 14 – Ventos do Piauí II: Performance do parque eólico no 3T24 comparada aos parâmetros técnicos do projeto tendo como expectativa média de geração P50 na base 100



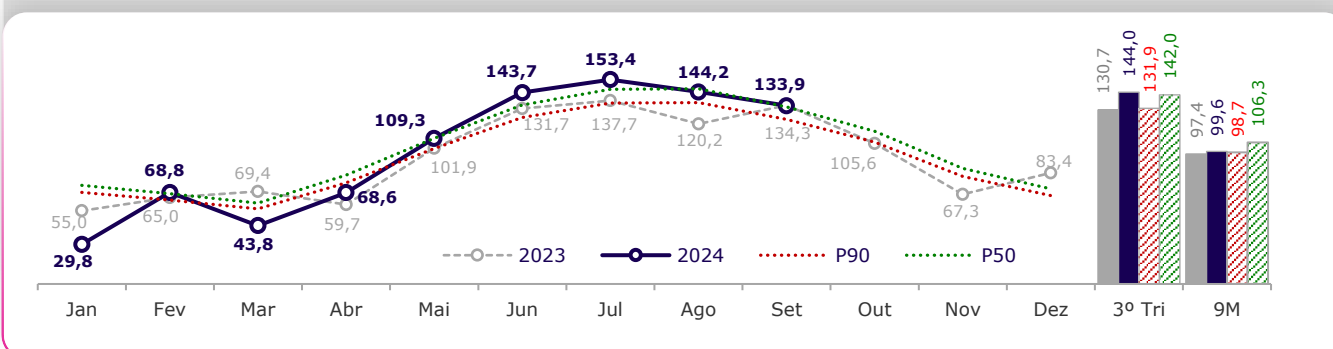
Ventos do Piauí III

No 3T24, a geração de Ventos do Piauí III atingiu o valor de 144,0 MW médios, 10,2% superior a geração do 3T23 (130,7 MW médios). Com relação à geração esperada para P90, a produção foi superior em 9,2% e, em relação à geração média esperada (P50), foi superior em 1,4%, devido à alta disponibilidade dos aerogeradores e aos bons recursos eólicos no período.

Tabela 10 – Produção trimestral do complexo eólico Ventos do Piauí III⁽⁸⁾

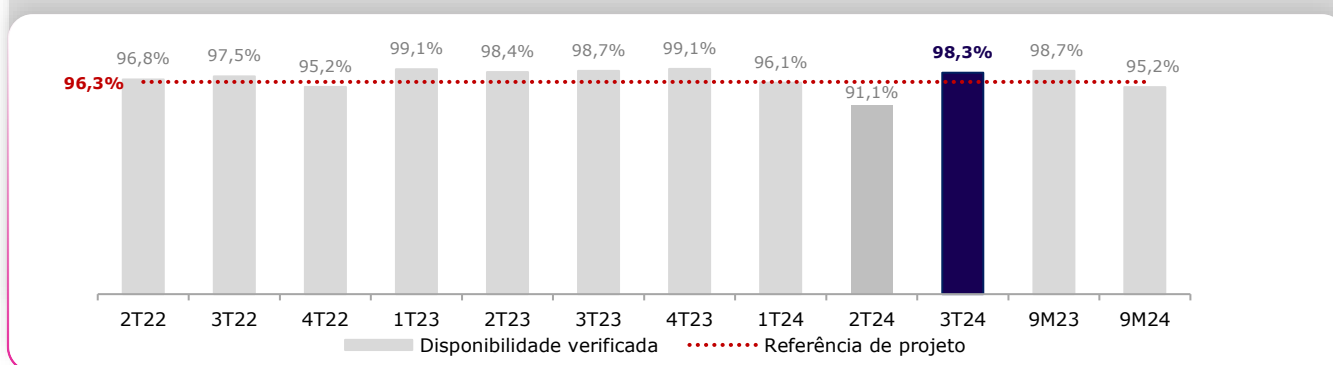
Período	Geração (MW médio)	Geração Esperada (P90) (MW médio)	Var. (P90)	Geração Esperada (P50) (MW médio)	Var. (P50)
1T23	63,1	56,0	12,6%	64,7	-2,6%
1T24	47,0	62,7	-25,1%	67,5	-30,4%
2T23	97,8	89,5	9,3%	103,5	-5,5%
2T24	107,2	100,9	6,3%	108,6	-1,2%
3T23	130,7	116,6	12,1%	134,9	-3,1%
3T24	144,0	131,9	9,2%	142,0	1,4%
9M23	97,4	87,6	11,2%	101,3	-3,8%
9M24	99,6	98,7	0,9%	106,3	-6,3%

Gráfico 15 - Ventos do Piauí III: Geração de energia e valores certificados para P50 e P90 (MW médio)



O índice de disponibilidade temporal médio do complexo atingiu 98,3% no 3T24, acima da referência de projeto de 96,3%.

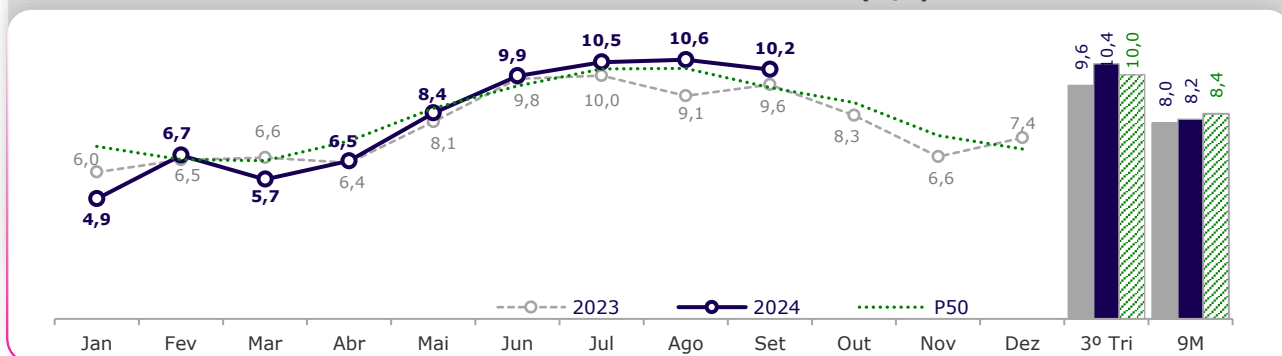
Gráfico 16 – Ventos do Piauí III: Disponibilidade Temporal Média (%)



⁸ Comparação da geração P50 e P90 devido à alteração de potência dos aerogeradores de 4,4 MW para 4,5 MW e à utilização da certificação de longo prazo, aplicada após o 2º ano de operação.

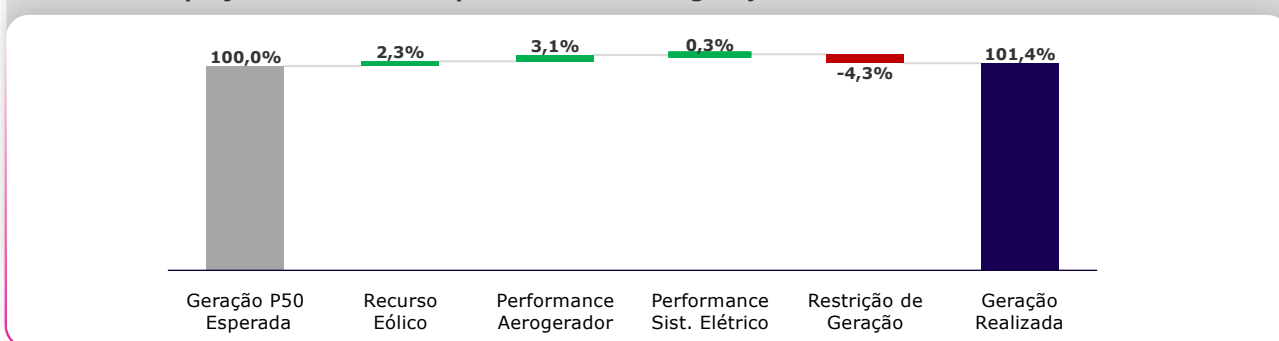
No 3T24, observou-se uma velocidade média de vento de 10,4 m/s, valor 9,2% acima dos 9,6 m/s verificados no 3T23. O recurso eólico útil, que é a velocidade do vento efetivamente aproveitada para gerar energia, no 3T24 para Ventos do Piauí III foi de 10,2 m/s, o equivalente a 102,2% da expectativa do P50 esperado (10,0 m/s).

Gráfico 17 – Ventos do Piauí III: Velocidade Média Mensal do Vento (m/s)



Avaliando os resultados quanto aos parâmetros técnicos do projeto, o recurso eólico no 3T24 ficou 2,3% acima da média de longo prazo para o horizonte de 20 anos. A performance dos aerogeradores foi 3,1% acima da esperada devido à alta disponibilidade dos ativos, enquanto a performance do sistema elétrico do parque foi 0,3% acima da esperada. As restrições de geração impactaram (*curtailments*) negativamente o resultado desse trimestre em 4,3%.

Gráfico 18 – Ventos do Piauí III: Performance do parque eólico no 3T24 comparada aos parâmetros técnicos do projeto tendo como expectativa média de geração P50 na base 100



1.3 Geração Solar

Usina Fotovoltaica Sol do Piauí I

Sol do Piauí I é o primeiro projeto autorizado⁽⁹⁾ pela ANEEL para operar de forma associada a um complexo eólico (Ventos do Piauí I), compartilhando a infraestrutura de transmissão já existente (linha e subestação).

O projeto iniciou a sua operação em teste em 09 de novembro de 2023 e, em 03 de janeiro de 2024, a ANEEL publicou o despacho autorizando o início da operação comercial da totalidade dos 48,1 MWac de capacidade instalada do empreendimento. O parque possui as seguintes características técnicas:

Tabela 11 – Características técnicas do parque solar

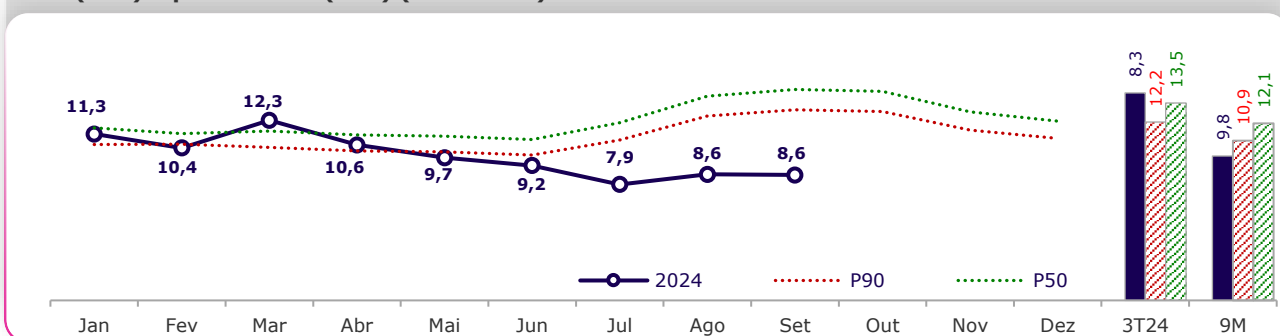
Parque Solar	Capacidade Instalada (MWac)	Fabricante dos Inversores	Fabricante dos Módulos	Número de Módulos	Potência dos módulos	Operação e Manutenção
Sol do Piauí I	48,1	Sungrow	Canadian	107.184	54.868 de 540 W 52.316 de 545 W	Própria

No 3T24, a geração de Sol do Piauí I atingiu o valor de 8,3 MW médios, inferior em 12,6% à geração esperada no P90 e inferior em 21,0% à geração média esperada P50, devido às restrições de geração do SIN. Estas restrições impactaram em 5,8 MW médios a produção do 3T24. Cabe ressaltar que, caso não houvesse tais restrições, a produção de energia atingiria 105,1% do P50 e 116,3% do P90.

Tabela 12 – Produção trimestral de Sol do Piauí I

Período	Geração (MW médio)	Geração Esperada (P90) (MW médio)	Var. (P90)	Geração Esperada (P50) (MW médio)	Var. (P50)
1T24	11,4	10,4	9,6%	11,6	-1,7%
2T24	9,8	10,1	-2,3%	11,1	-11,7%
3T24	8,3	9,5	-12,6%	10,5	-21,0%
9M24	9,8	10,6	-7,5%	11,7	-16,2%

Gráfico 19 – Sol do Piauí I: Geração de energia e valores certificados para o percentil 50 (P50) e percentil 90 (P90) (MW médio)



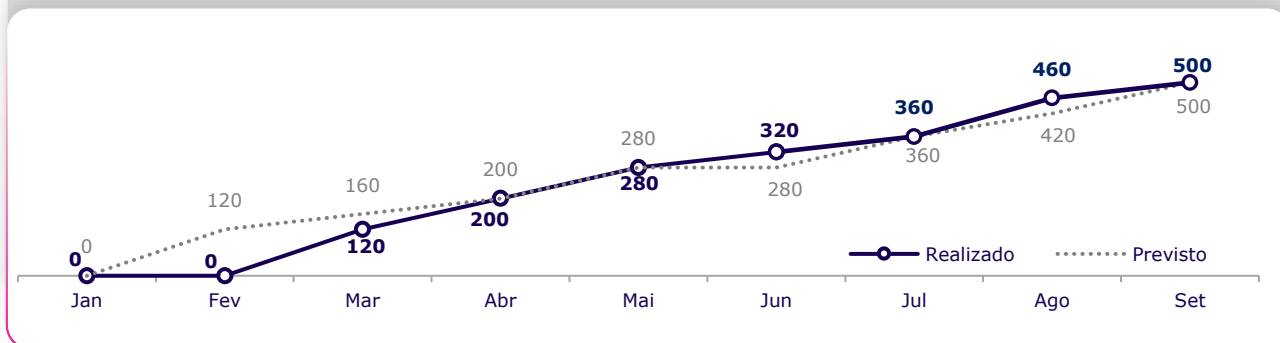
O índice de disponibilidade temporal médio de Sol do Piauí atingiu 99,4% em 3T24, acima da referência de projeto de 98,9%.

⁹ Resolução Normativa da ANEEL no 9.995 de 18 de maio de 2021.

Usina Fotovoltaica Sol de Jaíba

O complexo solar fotovoltaico Sol de Jaíba entrou 100% em operação comercial no dia 20 de setembro, o que equivale a 500 MWac de potência instalada. O gráfico 25 apresenta a evolução mensal da entrada em operação comercial das Sociedade de Propósitos Específicos (SPEs) em comparação ao cronograma planejado.

Gráfico 20 – Sol de Jaíba V: Cronograma de entrada em operação comercial (MWac)



O parque possui as seguintes características técnicas:

Tabela 13 – Características técnicas do parque solar

Parque Solar	Capacidade Instalada (MWac)	Fabricante dos Inversores	Fabricante dos Módulos	Número de Módulos	Potência dos Módulos	Operação e Manutenção
Sol de Jaíba V	500	Huawei	Canadian	957.066	368.424 de 655W 578.952 de 660W 9.690 de 665W	Própria

A geração, no 3T24, foi de 96,0 MW médios, acompanhando a entrada das SPEs durante o período final de *ramp-up* do parque. Além das atividades da fase final de comissionamento, onde existem perdas inerentes ao processo de *ramp-up*, o parque sofreu impacto de restrições de geração no montante de 27,7 MW médios que equivale a 28,8%¹⁰.

¹⁰ Este volume não é comparável ao total de *curtailment* do período, que foi de 14%, devido a uma divergência de metodologias entre apuração Auren e Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). O volume de *curtailment*, que é uma apuração interna da Auren, considera a curva de geração real do parque no período apurado, ao passo que o ONS considera a curva de geração inicial do parque, que estava em fase de comissionamento.

3. Desempenho Comercial

3.1 Balanço Energético

O portfólio de ativos de geração da Auren em operação é composto por empreendimentos que somam 1.742 MW médios⁽¹¹⁾ de garantia física para 2024.

A venda da garantia física está distribuída em contratos firmados no Ambiente de Contratação Livre (ACL) e no Ambiente de Contratação Regulada (ACR). Atualmente, os ativos que possuem contratos no ACR são a UHE Porto Primavera, com 230 MW médios, e os complexos Ventos do Piauí I e Ventos do Araripe III com a totalidade de suas garantias físicas. Todos os preços dos contratos no mercado regulado são corrigidos pelo Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA) em suas respectivas datas de reajuste, conforme apresentado na Tabela 16.

Na Tabela 15, é apresentado o Balanço Energético da Companhia, bem como informações de preços de venda de energia no Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e Ambiente de Contratação Livre (ACL). A principal alteração associada ao balanço energético divulgado no 2T24 está relacionada à redução da exposição comprada (*long*) em aproximadamente 150 MW médios para os anos de 2027 e 2028, 55 MW médios para o ano de 2026 e 40 MW médio para o ano de 2025, em decorrência de vendas de energia a preços médios próximos de R\$ 160/MWh. Desde o início do ano, dada a gestão eficiente de seu balanço energético e sua capacidade comercial, a Companhia adicionou R\$ 563,4 milhões de reais em marcação a mercado, sendo R\$ 296,9 milhões no 3T24. A realização de margem de posições construídas em períodos anteriores foi de R\$ 229,1 milhões nos 9M24 e R\$ 108,4 no 3T24. A adição de marcação a mercado tem impacto positivo na linha de Outros Resultados Operacionais, enquanto a realização de margem tem impacto positivo na margem bruta da Demonstração do Resultado (DRE) da Companhia.

A Tabela 16 traz o detalhamento dos contratos de vendas no ACR. O montante da garantia física de energia da UHE Porto Primavera contratada no ACR (230 MW médios) conta com proteção contra a exposição ao risco hidrológico. Como contrapartida, a Companhia paga, mensalmente, um prêmio de R\$ 15,85/MWh, conforme valor estabelecido pela Resolução Normativa da ANEEL nº 684/2015.

Tabela 15 – Balanço Energético dos ativos próprios da Auren

		2024	2025	2026	2027	2028	2029-2033
Garantia Física ⁽¹⁾ dos ativos próprios (a)	(MWm)	1.384	1.496	1.496	1.496	1.496	1.496
Compras para Revenda (b)	(MWm)	3.467	2.180	1.300	801	563	166
Preço ⁽²⁾ Compras para Revenda	(R\$/MWh)	158	181				
Recursos Próprios (c) = (a) + (b)	(MWm)	4.851	3.676	2.795	2.297	2.058	1.662
Vendas no ACR (d)	(MWm)	493	493	493	493	599	493
Vendas no ACL (e)	(MWm)	4.243	2.986	2.099	1.363	1.073	424
Requisitos Próprios (f) = (d) + (e)	(MWm)	4.736	3.479	2.592	1.856	1.672	917
Preço ⁽³⁾ Requisitos Próprios	(R\$/MWh)	173	200				
Balanço Energético (g) = (c) – (f)	(MWm)	115	197	203	441	386	745
Margem Contratada (h)⁽⁴⁾	(R\$/MWh)	-	87		113		198

⁽¹⁾ Os valores consideram:

- (i) a garantia física dos ativos próprios líquida do fator de ajuste MRE (GSF) realizado até setembro/24 e considera GSF igual a 1 de outubro à dezembro deste mesmo ano;
- (ii) os parques solares Sol do Piauí e Sol de Jaíba, bem como a consolidação da Esfera Energia;
- (iii) as garantias físicas estão líquidas de perdas da rede básica (adotou-se premissa de 3%);
- (iv) a garantia física sujeita ao risco hidrológico (GSF) é de 630 MW médios, devido à repactuação do risco hidrológico para o montante de 230 MW médios comercializado no ACR pela UHE Porto Primavera;
- (v) não considera recursos da UHE Paraibuna.

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

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

⁽⁴⁾ A margem contratada está apresentada para o ano de 2025, a média do triênio 2026-2028 e média do quinquênio 2029-2033.

¹¹ Considera os ativos próprios e as participações da Auren em ativos hidrelétricos, excluindo UHE Paraibuna. O total considera Sol do Piauí e a entrada parcial de Sol de Jaíba.

Tabela 16 – Detalhamento dos contratos de vendas no ambiente regulado (ACR)

Vendas no ACR	Volume (MWm)	Preço do Leilão (R\$/MWh)	Data de Referência	Preço Bruto Reajustado (R\$/MWh) ⁽¹⁾	Preço Líquido PIS / COFINS / P&D (R\$/MWh)
1º LEN - UHE Porto Primavera	148	116	01/12/2005	315,5	283,2
2º LEN - UHE Porto Primavera	82	125	01/06/2006	334,7	300,4
22º LEN - Ventos do Piauí I	93	190	21/08/2015	296,1	285,3
20º LEN - Ventos do Araripe III	15	145	01/11/2014	243,7	234,8
18º LEN - Ventos do Araripe III	103	127	01/12/2013	225,0	216,8
6º LER - Ventos do Araripe III	52	143	01/10/2014	239,1	230,3
Preços Médios ACR (R\$/MWh)				285,9	265,5

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

Tabela 17 – Balanço Energético das Participações

		2024	2025	2026-2028			2029-2033
Garantia Física dos ativos (a)	(MWm)	237	256	256	256	256	233
Compras (b)	(MWm)	168	156	147	118	118	100
Recurso (c) = (a) + (b)	(MWm)	404	412	403	373	373	333
Vendas no ACL (d)	(MWm)	382	378	369	369	369	329
Requisitos (e)	(MWm)	382	378	369	369	369	329
Balanço Energético (f) = (c) - (e)	(MWm)	22	34	34	4	4	5
Margem Contratada das Participações (g)	(R\$/MWh)	-	157	182			201

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

	2024	2025	2026	2027	2028	2029-2033
Recursos Próprios ⁽¹⁾	4.851	3.676	2.795	2.297	2.058	1.662
Recursos Participações ⁽²⁾	404	412	403	373	373	333
Recursos Totais (a)	5.256	4.088	3.198	2.670	2.432	1.995
Requisitos Próprios	4.736	3.479	2.592	1.856	1.672	917
Requisitos Participações ⁽²⁾	382	378	369	369	369	329
Requisitos Totais (b)	5.118	3.857	2.961	2.225	2.041	1.245
Balanço Consolidado (c) = (a) - (b)	138	231	237	445	391	749

⁽¹⁾ Os valores consideram:

(i) a garantia física dos ativos próprios líquida do fator de ajuste MRE (GSF) realizado até setembro/24 e considera GSF igual a 1 de outubro à dezembro deste mesmo ano;

(ii) os projetos de geração solar Sol do Piauí e Sol de Jaíba, bem como a consolidação da Esfera Energia;

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

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

(v) não considera recursos da UHE Paraibuna.

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

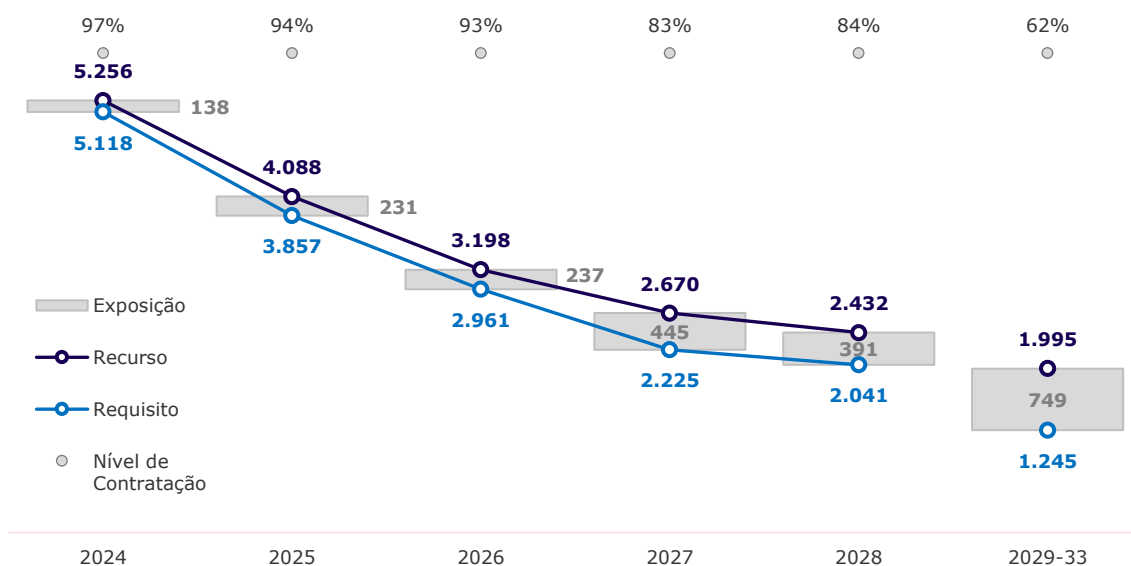
O portfólio total, considerando os segmentos de Geração, participações e Comercialização, apresenta um volume de vendas próximo de 5,0 GW médios para o ano de 2024, quantidade mais de duas vezes superior à garantia física da Auren para o mesmo período.

A Auren permanece com a estratégia de manter o elevado nível de contratação de seu portfólio nos próximos anos. Para o período de 2024 a 2026, 95% do seu recurso, composto pela totalidade da garantia física de seus ativos e contratos de compra de energia já firmados, está comprometido em contratos de venda de energia para clientes finais ou outros agentes de mercado. Cabe destacar que, o nível médio de contratação do portfólio consolidado para o horizonte 2029-2033 é de 62%.

É importante mencionar, que esse nível de contratação não considera o montante de energia necessário para fazer frente ao eventual impacto sobre a garantia física das hidrelétricas relacionado ao deslocamento hidrelétrico (GSF).

Comparando o balanço energético do portfólio consolidado da Auren do 3T24 com o mesmo balanço do 2T24, a principal alteração está relacionada à redução da exposição comprada (*long*), conforme mencionado anteriormente. Essa variação totalizou 90 MW médios de redução da exposição para os anos entre 2025 e 2028.

Gráfico 21 – Balanço Energético do portfólio consolidado da Auren (Geração, Comercialização e Participações)⁽¹²⁾ (MW médio)



¹² Consideram-se: (i) as garantias físicas líquidas de perdas da rede básica, adotou-se premissa de 3%; (ii) a garantia física nos projetos Sol do Piauí e Sol de Jaíba; e (iii) o volume de 2024 considera a entrada de Sol de Jaíba e Sol do Piauí; (iv) a quantidade de garantia física equivalente à participação da Auren nos ativos que detêm participação minoritária. Em 2024, os saldos são líquidos do fator de ajuste MRE (GSF) para os meses realizados.

4. Desempenho Financeiro

A seção de Desempenho Financeiro deste documento traz análise acerca dos principais componentes do resultado da Companhia, apresentando análises dos resultados por segmentos operacionais.

Como parte do seu processo de evolução, a Companhia revisou os critérios de rateio de despesas e de custos com Pessoal e Serviços, que compõe o PMSO (Pessoal, Materiais, Serviços e Outros) e, a partir do 1T24, passou a apresentar o PMSO Segmentado com base em tais critérios. Buscando maior transparência, a Companhia disponibiliza a abertura do PMSO por segmento em sua Planilha Interativa, disponível no site de Relações com Investidores.

Nas Demonstrações Financeiras, os períodos anteriores ao 1T24 não foram reapresentados, porém, para fins de comparação, os números do período comparativo neste documento foram ajustados à luz dos mesmos critérios.

Tabela 19– Destaques Financeiros

R\$ milhões	3T24	3T23	Var.	9M24	9M23	Var.
Receita Líquida	2.046,5	1.626,6	25,8%	4.894,1	4.478,2	9,3%
Lucro Bruto	319,5	326,2	-2,1%	932,1	998,5	-6,7%
Margem Bruta	15,6%	20,1%	-4,4 p.p.	19,0%	22,3%	-3,3 p.p.
PMSO	(158,1)	(146,6)	7,9%	(431,0)	(420,2)	2,6%
EBITDA	633,6	350,1	81,0%	1.631,3	1.259,9	29,5%
Provisão (Reversão) de Litígios	(64,3)	12,6	N.M.	(140,4)	(143,6)	-2,2%
Dividendos Recebidos	97,0	64,8	49,7%	137,8	92,2	49,5%
Despesas com Iniciativas de Crescimento	6,5	-	N.M.	6,5	-	N.M.
Contratos Futuros de Energia ¹³	(188,5)	25,7	N.M.	(334,3)	77,0	N.M.
EBITDA Ajustado	484,3	453,2	6,9%	1.300,9	1.285,4	1,2%
Margem EBITDA Ajustada	23,7%	27,9%	-4,2 p.p.	26,6%	28,7%	-2,1 p.p.
Resultado Financeiro	(102,6)	(120,1)	-14,6%	(347,7)	(161,8)	114,9%
Lucro Líquido	270,8	(838,1)	N.M.	615,5	(425,3)	N.M.

4.1 Receita Líquida

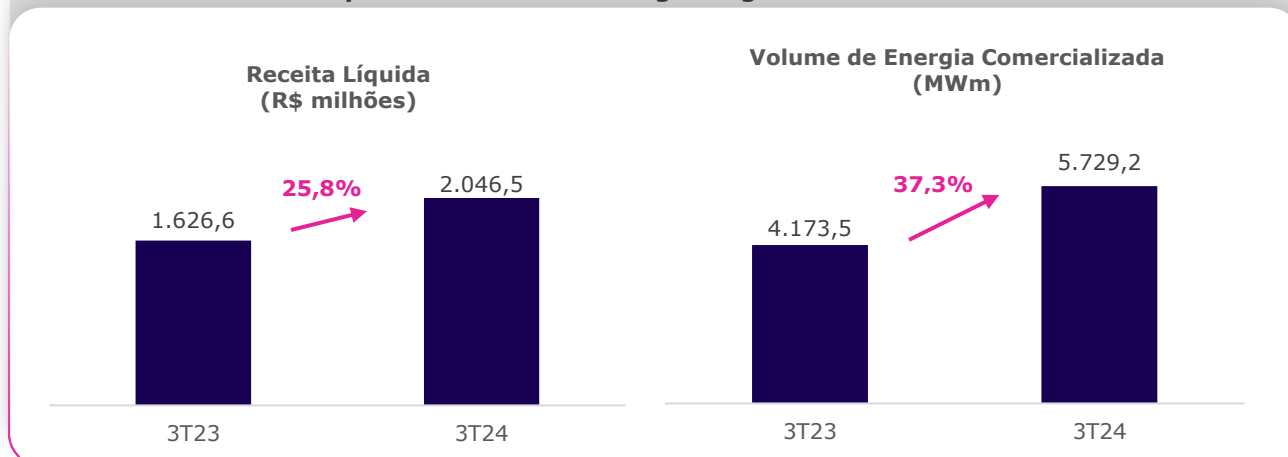
A receita líquida do 3T24 totalizou R\$ 2.046,5 milhões, representando um aumento de R\$ 419,9 milhões em relação aos R\$ 1.626,6 milhões no mesmo trimestre do ano anterior, crescimento de 25,8%. Esse crescimento é principalmente atribuído (i) ao volume de energia comercializada 37,3% maior em relação ao ano anterior, e (ii) à entrada em operação dos projetos fotovoltaicos Sol do Piauí e Sol de Jaíba, compensados pela redução de preços médios no segmento hidrelétrico devido ao encerramento de contratos de longo prazo. Os efeitos entre os segmentos de negócio da Auren são explicados a seguir:

- (a) **Geração Hidrelétrica:** redução de 7,5% comparada ao 3T23 (R\$ 281,4 milhões no 3T24 e R\$ 304,3 milhões no 3T23), principalmente pela redução nos preços médios registrados no período, em virtude do encerramento de contratos de longo prazo;
- (b) **Geração Eólica:** R\$ 227,7 milhões no 3T24, redução de 3,5% quando comparado a R\$ 235,8 milhões no 3T23. Essa diminuição é, principalmente, atribuída a menores preços médios no 3T24 em comparação ao 3T23, devido a mecanismos contratuais, parcialmente compensada pela correção dos contratos regulados pelo Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA) e maior geração em relação ao ano anterior;

¹³ Refere-se à marcação a mercado (MTM) dos contratos futuros de compra e venda de energia, que representa o efeito das variações de preços de mercado sobre a posição direcional *long* ou *short* de *trading*.

- (c) **Geração Solar:** receita de R\$ 43,6 milhões no 3T24, com a entrada em operação comercial de Sol do Piauí e de Sol de Jaíba;
- (d) **Comercialização:** aumento de 39,6% em relação ao 3T23, totalizando R\$ 1.688,9 milhões versus R\$ 1.209,9 milhões no 3T23, majoritariamente em função do aumento de 47,6% no volume comercializado de energia, totalizando 4.995,8 MW médios no 3T24 versus 3.384,8 MW médios no 3T23. Este volume considera apenas o segmento de comercialização.

Gráfico 22 - Receita Líquida e Volume de Energia Negociada



A Demonstração de Resultado do Exercício, com o detalhamento da composição da receita líquida por segmento, está disponível na Planilha Interativa disponibilizada no site de RI da Companhia. [Clique aqui.](#)

4.2 Custos e Despesas Operacionais

No 3T24, os custos e despesas operacionais⁽¹⁴⁾ registraram um aumento de 10,3% em relação ao 3T23 (R\$ 1.595,5 milhões no 3T24 versus R\$ 1.446,2 milhões no 3T23), principalmente em função do (i) maior custo com compra de energia devido aos maiores volumes de energia comercializada; (ii) maiores encargos de uso da rede elétrica devido à entrada em operação dos projetos solares e (iii) maiores gastos com iniciativas de crescimento, notadamente a integração com AES Brasil, parcialmente compensados pelo efeito positivo da marcação a mercado dos contratos futuros de energia na linha de outras receitas e despesas operacionais.

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

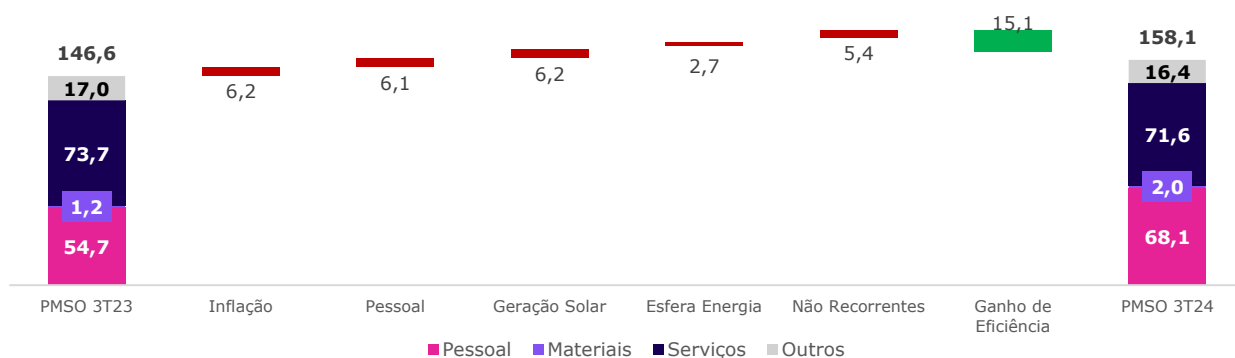
- (a) **Custos com Compra de Energia:** aumento de 38,9% em relação ao 3T23 (R\$ 1.420,7 milhões no 3T24 versus R\$ 1.022,6 milhões no 3T23), explicado por:
- **Geração Hidrelétrica:** R\$ 19,2 milhões no 3T24, comparado a R\$ 17,8 milhões em energia comprada no 3T23;
 - **Geração Eólica:** aumento de R\$ 13,8 milhões (R\$ 19,4 milhões no 3T24 contra R\$ 5,6 milhões no 3T23) em energia comprada em relação ao 3T23, para fazer frente a vendas adicionais de contratos de longo prazo em Ventos do Piauí II e III;
 - **Geração Solar:** impacto de R\$ 3,8 milhões no 3T24, devido à entrada em operação comercial de Sol do Piauí e Sol de Jaíba;
 - **Comercialização:** aumento de R\$ 450,5 milhões (R\$ 1.573,3 milhões no 3T24 comparado a R\$ 1.122,8 milhões no 3T23), majoritariamente explicado pelo maior volume das operações de *trading* de energia;

¹⁴ O total de custos e despesas operacionais inclui: custo com compra de energia, encargos de uso da rede elétrica, custos com operação, despesas gerais e administrativas e outras receitas (despesas) operacionais, líquidas.

- (b) Encargos de Uso da Rede Elétrica:** os encargos totalizaram R\$ 84,6 milhões no período representando um aumento de 20,4% em relação aos R\$ 70,3 milhões no 3T23, em razão, principalmente, da entrada em operação comercial do complexo Sol de Jaíba e efeitos de inflação sobre os encargos para os parques em operação;
- (c) Custos e Despesas com PMSO⁽¹⁵⁾:** aumento de 7,9% em valores nominais, totalizando R\$ 158,1 milhões no 3T24 comparado a R\$ 146,6 milhões no 3T23. O crescimento registrado no trimestre é devido, principalmente, por iniciativas de crescimento, sendo R\$ 8,1 milhões em crescimento inorgânico (Esfera e despesas não recorrentes da integração com AES Brasil) e R\$ 6,2 milhões de crescimento orgânico, associado a entrada dos novos parques solares. A Companhia buscou compensar esses impactos através de iniciativas de eficiência que geraram R\$ 15,1 milhões de economia, conforme gráfico 23. Vale ressaltar que em mesmas bases, excluindo os efeitos de inflação e dos parques solares, o PMSO do trimestre teria apresentado redução de 0,6%. As variações de cada item do PMSO estão explicadas abaixo:
- **Pessoal (P):** as despesas de pessoal totalizaram R\$ 68,1 milhões no 3T24 versus R\$ 54,7 milhões no 3T23. Aumento de 24,6% devido ao ajuste anual e, principalmente, a (i) um efeito de comparação, dado que em 2024 a Companhia ajustou o provisionamento de remuneração variável no terceiro trimestre, enquanto em 2023 esse ajuste foi feito no quarto trimestre; (ii) entrada em operação dos ativos solares e (iii) consolidação de despesas da Esfera Energia;
 - **Materiais e Serviços de Terceiros (MS):** R\$ 73,5 milhões no 3T24 comparado a R\$ 74,9 milhões no 3T23, redução de R\$ 1,3 milhão principalmente por conta de redução na linha de serviços;
 - **Outros (O):** R\$ 16,4 milhões no 3T24, sem movimentação relevante entre os períodos.

Os principais efeitos da variação do PMSO entre o 3T23 e 3T24 são explicados no gráfico 23, a seguir:

Gráfico 23 – Custos e Despesas com PMSO (R\$ milhões) ¹⁶

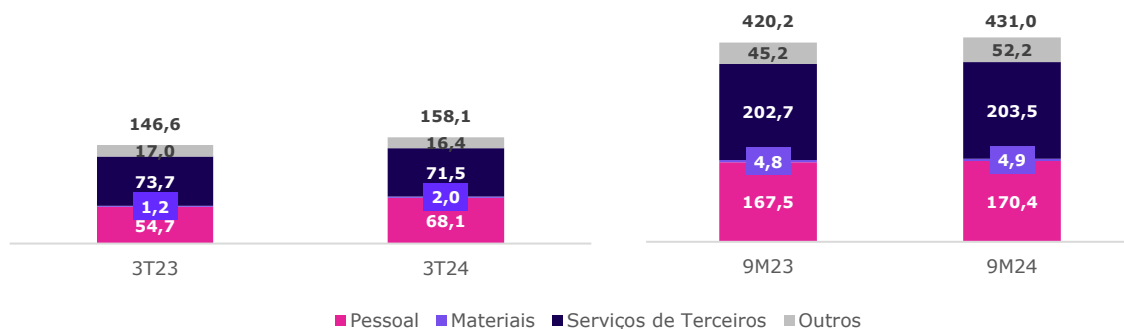


¹⁵ A análise de custos e despesas com PMSO inclui as rubricas de custos com operação e despesas gerais e administrativas apresentadas na Demonstração do Resultado do Exercício Segmentada, disponível na seção "Anexos" desse documento, excluindo demais receitas e despesas. Vale ressaltar que outras receitas (despesas) operacionais foram ajustadas passando a ser consideradas fora do PMSO.

¹⁶ Variação do valor do 3T23 para o reportado no ano anterior refere-se ao ajuste de alocação de determinados itens de "Outros – PMSO" para "Outras Despesas Operacionais (ORO)".

No acumulado dos nove primeiros meses de 2024, os custos e as despesas com PMSO totalizaram R\$ 431,0 milhões, comparados a R\$ 420,2 milhões reportados no 9M23, conforme gráfico 24 abaixo. A variação é majoritariamente explicada por efeitos de inflação, entrada em operação dos parques solares e gastos com iniciativas de crescimento, parcialmente compensados por iniciativas de eficiência. Em bases comparáveis, excluindo os efeitos de inflação e da entrada em operação dos parques solares, o PMSO acumulado 9M24 teria apresentado uma redução de 4,5% quando comparado ao PMSO 9M23.

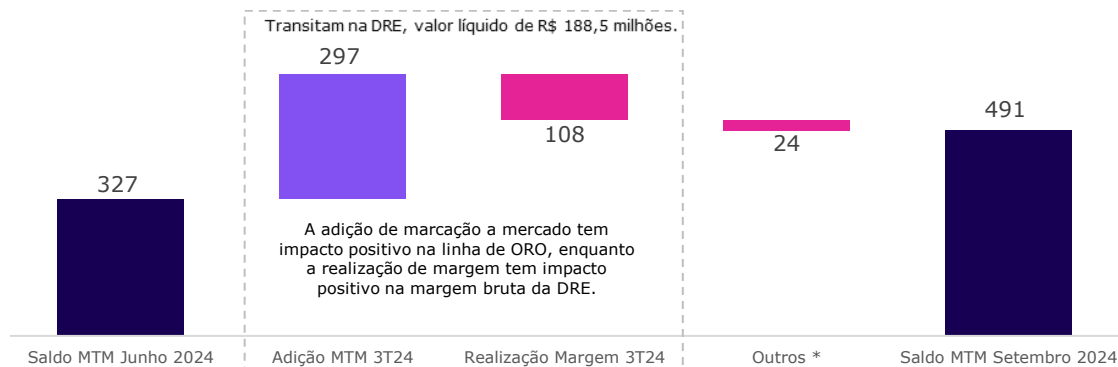
Gráfico 24 – Evolução dos Custos e Despesas com PMSO em termos reais (R\$ milhões)



(d) Depreciação e Amortização: aumento de R\$ 13,0 milhões ou 7,6% (R\$ 182,6 milhões no 3T24 versus R\$ 169,6 milhões no 3T23), principalmente em razão da entrada em operação dos parques solares;

(e) Demais Receitas e Despesas¹⁷: receita de R\$ 250,4 milhões no 3T24 comparada a despesa de R\$ 37,0 milhões no 3T23, explicada principalmente pelo efeito positivo na linha de marcação a mercado dos contratos futuros de energia, que totalizou R\$ 188,5 milhões no 3T24, sendo R\$ 296,9 milhões referentes à marcação a mercado e R\$ 108,4 milhões referentes à realização de margens positivas oriundas de posições registradas em períodos anteriores e no trimestre, conforme o gráfico 28 abaixo.

Gráfico 25 – Evolução do Saldo de Marcação a Mercado (R\$ milhões)



(*) Outros: refere-se ao saldo adicionado pela consolidação da Esfera Energia.

¹⁷ Demais receitas e despesas incluem principalmente marcação a mercado (MtM) dos contratos futuros de energia e provisão (reversão) de litígios.

4.3 EBITDA Ajustado

Tabela 20 – Reconciliação do EBITDA Ajustado Consolidado

R\$ milhões	3T24	3T23	Var.	9M24	9M23	Var.
EBITDA	633,6	350,1	81,0%	1.631,3	1.259,9	29,5%
Provisão (Reversão) de Litígios	(64,3)	12,6	N.M.	(140,4)	(143,6)	-2,2%
Dividendos Recebidos	97,0	64,8	49,7%	137,8	92,2	49,5%
Despesas com Iniciativas de crescimento	6,5	-	N.M.	6,5	-	N.M.
Contratos Futuros de Energia ⁽¹⁸⁾	(188,5)	25,7	N.M.	(334,3)	77,0	N.M.
EBITDA Ajustado	484,3	453,2	6,9%	1.300,9	1.285,4	1,2%
Margem EBITDA Ajustada	23,7%	27,9%	-4,2 p.p.	26,6%	28,7%	-2,1 p.p.

O EBITDA Ajustado totalizou R\$ 484,3 milhões no 3T24, um aumento de 6,9% em relação aos R\$ 453,2 milhões reportados no 3T23, com margem EBITDA Ajustada de 23,7% comparado a 27,9% no 3T23, explicada pelo maior volume de compra de energia. A variação do EBITDA Ajustado pode ser explicada, principalmente, por:

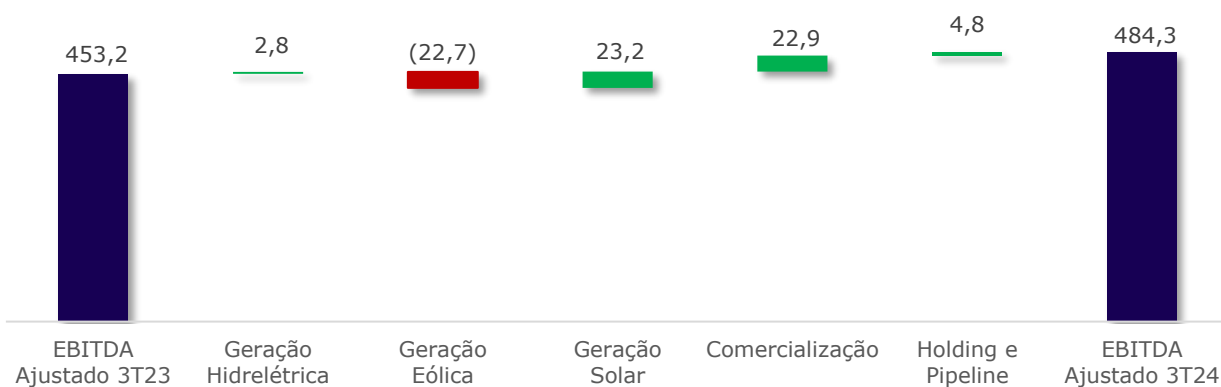
- (a) **Geração Hidrelétrica:** aumento de 1,1%, totalizando R\$ 256,2 milhões versus R\$ 253,6 milhões no 3T23. Esse resultado é principalmente impulsionado pelo aumento dos dividendos das participações minoritárias, embora parcialmente compensado pela redução dos preços médios dado o encerramento de contratos de longo prazo;
- (b) **Geração Eólica:** resultado de R\$ 140,1 milhões no 3T24 versus R\$ 162,8 milhões no 3T23. Essa redução é atribuída, principalmente, pela redução dos preços médios no trimestre, devido à mecanismos contratuais, e maiores compras de energia;
- (c) **Geração Solar:** resultado de R\$ 23,2 milhões no 3T24, explicado pela entrada em operação comercial dos projetos fotovoltaicos Sol do Piauí e Sol de Jaíba;
- (d) **Comercialização:** aumento de R\$ 22,9 milhões no 3T24, explicado pela melhor performance da *trading*, totalizando um EBITDA Ajustado de R\$ 87,3 milhões no 3T24 versus R\$ 64,4 milhões no 3T23;
- (e) **Holding e Pipeline:** redução de despesa de R\$ 4,8 milhões na comparação entre os períodos, com despesa de R\$ 22,8 milhões no 3T24 versus despesa de R\$ 27,6 milhões no 3T23.

Tabela 21 – EBITDA Ajustado por Segmento

R\$ milhões	3T24	3T23	Var.	9M24	9M23	Var.
Geração Hidrelétrica	256,5	253,6	1,1%	694,9	710,5	-2,2%
Geração Eólica	140,1	162,8	-14,0%	411,8	431,8	-4,6%
Geração Solar	23,2	-	N.M.	33,0	-	N.M.
Comercialização	87,3	64,4	35,6%	233,7	232,4	0,6%
Holding e Pipeline	(22,8)	(27,6)	-17,3%	(72,5)	(89,2)	-18,8%
EBITDA Ajustado	484,3	453,2	6,9%	1.300,9	1.285,4	1,2%
Margem EBITDA Ajustada	23,7%	27,9%	-4,2 p.p.	26,6%	28,7%	-2,1 p.p.

18 Refere-se à marcação a mercado (MTM) dos contratos futuros de compra e venda de energia, que representa o efeito das variações de preços de mercado sobre a posição direcional long ou short de trading.

Gráfico 26 – Evolução do EBITDA Ajustado



4.4 Resultado Financeiro

Tabela 22 – Resultado Financeiro Consolidado

R\$ milhões	3T24	3T23	Var.	9M24	9M23	Var.
Receitas Financeiras	141,3	76,8	84,0%	410,8	804,9	-49,0%
Despesas Financeiras	(243,9)	(196,9)	23,9%	(758,5)	(966,6)	-21,5%
Resultado Financeiro Líquido	(102,6)	(120,1)	-14,6%	(347,7)	(161,8)	114,8%

No 3T24, o resultado financeiro líquido foi uma despesa de R\$ 102,6 milhões comparado a uma despesa de R\$ 120,1 milhões no 3T23, em virtude de:

- (a) **Receitas Financeiras:** aumento de 84,0% totalizando R\$ 141,3 milhões no 3T24 versus R\$ 76,8 milhões no 3T23. Esse resultado é explicado, principalmente, pela menor dedução de PIS e COFINS no período (R\$ 132,9 milhões no 3T23 versus R\$ 5,5 milhões no 3T24) devido à tributação sobre a atualização do ganho referente à indenização da UHE Três Irmãos registrada no ano anterior;
- (b) **Despesas Financeiras:** aumento de 23,9% em relação ao 3T23, totalizando R\$ 243,9 milhões no 3T24 contra R\$ 196,9 milhões no 3T23, principalmente explicado pelas captações feitas no 2T24, de forma a repor o caixa da companhia após a implementação dos projetos *greenfield*, para preparar a Companhia para a conclusão da combinação com a AES Brasil e fazer frente a obrigações de curto prazo.

4.5 Resultado Líquido

Tabela 23 – Resultado Líquido Consolidado

R\$ milhões	3T24	3T23	Var.	9M24	9M23	Var.
EBITDA	633,6	350,1	81,0%	1.631,3	1.259,9	29,5%
Depreciação / Amortização	(182,6)	(169,6)	7,6%	(524,2)	(507,6)	3,3%
Resultado Financeiro Líquido	(102,6)	(120,1)	-14,6%	(347,7)	(161,8)	114,9%
IR/CS	(135,9)	(943,5)	-85,6%	(322,2)	(1.079,1)	-70,1%
Equivalência Patrimonial	58,4	45,0	29,8%	178,5	63,4	181,7%
Lucro Líquido	270,8	(838,1)	N.M.	615,5	(425,3)	N.M.

O lucro líquido no 3T24 totalizou R\$ 270,8 milhões versus prejuízo líquido de R\$ 838,1 milhões no 3T23, resultado de:

- (a) **EBITDA:** EBITDA consolidado (pré-ajustes) de R\$ 633,6 milhões no 3T24, aumento de R\$ 283,5 milhões ou 81,0% em relação aos R\$ 350,1 milhões registrados no 3T23, o crescimento é atribuído, principalmente, à performance comercial, impactando as linhas de receita e de marcação a mercado, além da entrada em operação dos projetos Sol do Piauí e Sol de Jaíba e reversão de litígios no trimestre;

- (b) **Resultado Financeiro:** aumento de R\$ 17,5 milhões no resultado financeiro líquido em comparação ao 3T23, principalmente explicado pela menor dedução de PIS e COFINS no período devido à tributação sobre a atualização do ganho referente à indenização da UHE Três Irmãos registrada no 3T23;
- (c) **Imposto de Renda e Contribuição Social (IR/CS):** redução de R\$ 807,8 milhões em relação ao 3T23 (R\$ 135,7 milhões no 3T24 versus R\$ 943,5 milhões no 3T23), principalmente em função do *one-off* da tributação sobre a atualização do ganho referente à indenização da UHE Três Irmãos registrada no 3T23;
- (d) **Equivalência Patrimonial:** aumento de R\$ 13,4 milhões em relação ao 3T23 (R\$ 58,4 milhões positivos no 3T24 versus R\$ 45,0 milhões no 3T23), em virtude do melhor desempenho nos ativos hidrelétricos com participação minoritária.

4.6 Endividamento

O endividamento bruto da Companhia ao final de setembro 2024 totalizou R\$ 8,3 bilhões, com prazo médio de 7,3 anos e custo médio pré-fixado da carteira de 11,8% a.a. (IPCA +4,8% a.a. ou CDI -0,4% a.a.), em linha com o encerramento de junho 2024.

O saldo de caixa, equivalentes, aplicações financeiras e conta reserva ao final do 3T24 totalizou R\$ 5.486,1 milhões¹⁹, o que implica em um aumento de R\$ 311 milhões em relação aos R\$ 5.175,1 milhões em junho 2024. A Companhia está mantendo um nível mais alto de caixa em virtude do processo de Combinação de Negócios com a AES Brasil.

Em 30 de setembro de 2024, a dívida líquida consolidada da Companhia totalizou R\$ 2,9 bilhões. A alavancagem financeira, medida pela relação entre dívida líquida e EBITDA Ajustado, atingiu 1,60x em setembro de 2024, representando uma redução de 0,27x em comparação com os 1,87x registrados em junho.

Gráfico 27 – Cronograma de Amortização do Principal da Dívida Bruta (R\$ milhões)

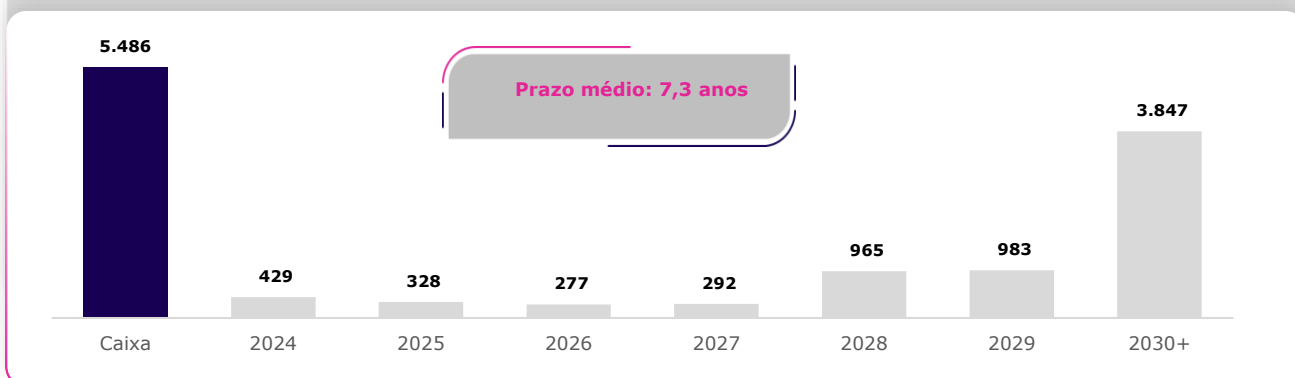
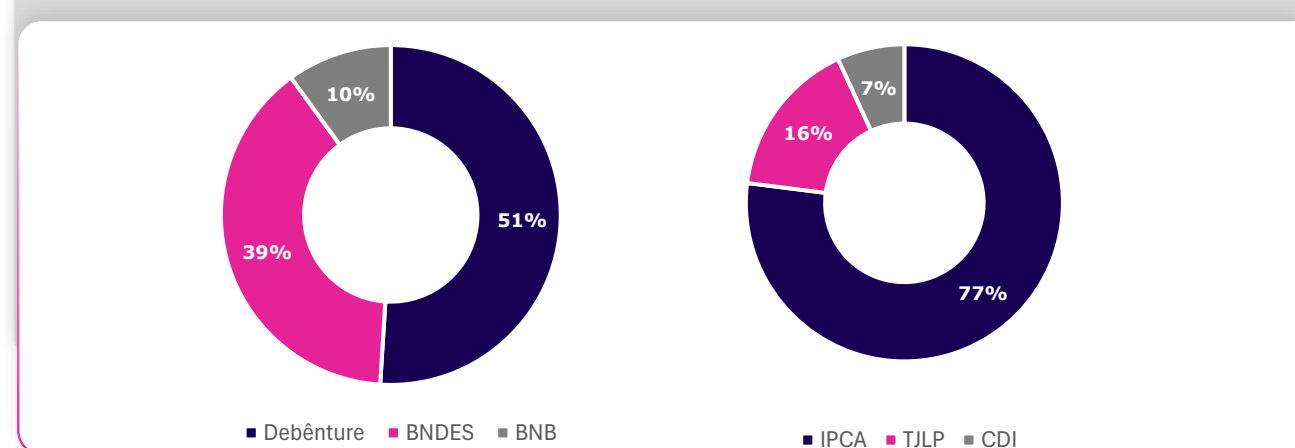


Gráfico 28 – Perfil da Dívida Bruta (%)



¹⁹ Considera saldo de conta reserva

4.7 Fluxo de Caixa Livre

Tabela 24 – Fluxo de Caixa Livre Consolidado

R\$ milhões	3T24	3T23	Var.	9M24	9M23	Var.
EBITDA Ajustado	484,3	453,2	6,9%	1.300,9	1.285,4	1,2%
IR/CS Caixa	(46,7)	(608,2)	-92,3%	(107,5)	(706,0)	-84,8%
Capital de Giro e Outros	79,5	115,2	-31,0%	145,8	172,4	-15,4%
CAPEX <i>Sustaining</i>	(9,0)	(8,7)	3,6%	(21,7)	(17,8)	22,1%
Fluxo de Caixa Operacional	508,1	(48,5)	N.M.	1.317,5	793,7	66,0%
Serviço de Dívida	(99,1)	(109,3)	-9,4%	(262,3)	(264,6)	-0,9%
Fluxo de Caixa Oper. após Serviço da Dívida	409,0	(157,9)	N.M.	1.055,2	638,4	65,3%
CAPEX Projetos	(40,2)	(654,4)	-93,9%	(173,9)	(1.452,8)	-88,0%
Pagamento de litígios, obrigações e acordos judiciais	(7,2)	(14,9)	-51,9%	(45,4)	(96,0)	-52,7%
Captações	44,7	0,0	N.M.	1.985,9	728,6	172,6%
Amortizações	(58,6)	(553,4)	-89,4%	(311,3)	(640,7)	-51,4%
Aumento de capital em investidas	0,0	-	N.M.	(9,3)	-	N.M.
Securitização	0,0	-	N.M.	0,0	(4.164,6)	-100,2%
Aquisição de Investimento	(63,9)	-	N.M.	(63,9)	-	N.M.
Dividendos	0,0	-	N.M.	(400,0)	(1.499,8)	-73,3%
Fluxo de Caixa Livre	283,8	(1.380,6)	N.M.	2.037,4	1.673,4	21,8%
Saldo de Caixa Inicial	4.992,0	6.285,3	-20,6%	3.238,4	3.231,3	0,2%
Saldo de Caixa Final	5.281,3	4.904,7	7,7%	5.281,3	4.904,7	7,7%
Fundo Liquidez - Conta Reserva	190,4	176,8	7,7%	190,4	176,8	7,7%
Aplicações Financeiras	14,4	-	N.M.	14,4	-	N.M.
Saldo de Caixa Final + Conta Reserva	5.486,1	5.081,5	8,0%	5.486,1	5.081,5	8,0%

A variação no fluxo de caixa livre entre o 3T24 e o 3T23 é explicada, principalmente, por:

- (a) **CAPEX Projetos:** redução de R\$ 614,1 milhões no trimestre (desembolso de R\$ 44,5 milhões no 3T24 versus desembolso de R\$ 654,4 milhões no 3T23), explicado principalmente pelas diferentes fases de construção do projeto solar Sol de Jáiba nos dois períodos;
- (b) **IR/CS Caixa:** redução de 92,3% no desembolso do 3T24 em comparação com o 3T23, principalmente explicado pelo *one-off* da tributação sobre a atualização do ganho referente à indenização da UHE Três Irmãos incorrida no ano anterior;
- (c) **Amortizações:** redução de R\$ 494,8 milhões no desembolso do terceiro trimestre de 2024 em comparação ao mesmo período do ano anterior. Essa diminuição se deve, principalmente, à liquidação antecipada de empréstimo sob a Lei nº 4.131/1962, quitado no terceiro trimestre de 2023;
- (d) **Capital de Giro e Outros:** redução de 26,2% em comparação com o mesmo período do ano anterior, principalmente devido ao efeito não caixa do reconhecimento de PIS/COFINS no 3T23 e efetivo pagamento em outubro/23, além da variação nos saldos de provisões para ressarcimentos anuais e quadrienais nos parques eólicos.

5. Contencioso Passivo

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

Atualmente, a Companhia é parte em processos judiciais que representam uma contingência passiva de R\$ 813 milhões com probabilidade de perda provável e o montante de R\$ 1.672 milhões classificados com probabilidade de perda possível.

Do encerramento do exercício de 2023 até setembro de 2024 houve uma redução de R\$ 105 milhões no contencioso passivo total. Desse montante, R\$ 171 milhões foram reduzidos do contencioso passivo provável, resultante de acordos, de encerramento de ações de forma favorável à Companhia e de adequações de estimativa e prognóstico dos casos, conforme evolução processual. No 3T34, houve uma reversão de provisão com impacto em caixa de R\$ 64 milhões. Já no contencioso passivo com risco possível, houve acréscimo de R\$ 67 milhões.

Gráfico 29 - Perfil do Contencioso Passivo Provável (% Total)

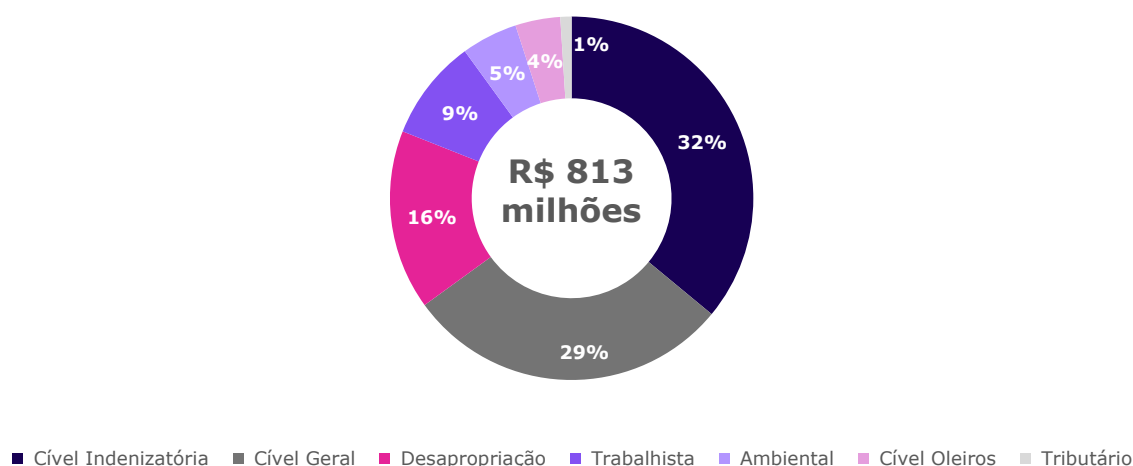


Gráfico 30 - Evolução das Ações Judiciais do Contencioso Passivo (R\$ milhões)



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

6. Combinação de Negócios com AES Brasil

Tivemos avanços importantes para a conclusão da Combinação de Negócios entre Auren e AES Brasil no terceiro trimestre deste ano, mantendo a data prevista para o *closing* desta Transação em 31 de outubro. As etapas de aprovações regulatórias foram concluídas com êxito, como a aprovação sem restrições por parte do Conselho Administrativo de Defesa Econômica (CADE), no dia 02 de julho, e da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) no dia 06 de setembro. Quanto ao cumprimento das demais condições precedentes, que passam por interlocução com credores e outros *stakeholders*, no dia 14 de outubro foi aprovada a conclusão de mais esta etapa nos Conselhos de Administração de ambas as companhias, bem como foi aprovado o valor ajustado do resgate das ações preferenciais compulsoriamente resgatáveis pelos acionistas da AES Brasil.

Em 16 de outubro, foi iniciado o período de opção de escolha dos acionistas de AES Brasil em relação às três alternativas de conversão em caixa e/ou ações da Auren disponibilizadas para esta Transação. Após o exercício de escolha dos acionistas, será homologado o aumento de capital da Companhia, e a Auren contará com uma base acionária consolidada a partir do dia 01 de novembro, quando as ações da AES Brasil deixam de ser negociadas na B3. Os acionistas que não optaram por nenhuma das opções passam automaticamente para a nova base.

Ao final do dia 14 de outubro, após apuração e aprovação em Conselho de Administração da Auren e AES Brasil, ficou definido o valor de R\$ 11,84 por ação, conforme Fato Relevante divulgado no mesmo dia. Os detalhes de cada uma das opções, bem como o cronograma de liquidação, estão disponíveis no Fato Relevante supracitado e no Aviso aos Acionistas divulgado pela AES Brasil na mesma data.

Em 30 de outubro de 2024, data de divulgação deste material, estamos muito próximos de iniciar uma nova fase da Auren. Esta nova fase vem sendo planejada e amplamente discutida com a máxima atenção aos detalhes desde o anúncio da Combinação em 15 de maio. A Auren contou com o engajamento direto da alta Administração e de times totalmente dedicados a esta Transação, bem como com a colaboração de todas as equipes de ambas as Companhias, Auren e AES Brasil, para a construção de um plano de transição minuciosamente elaborado.

Nesta frente de trabalho, foram estabelecidos planos completos e detalhados para as atividades e ações a serem tomadas um dia após a conclusão da transação (D1), nos 30 (D30) e 100 dias (D100) seguintes, abordando, principalmente, a continuidade dos negócios, captura de valor das sinergias e foco na eficiência operacional. A Auren manterá seus acionistas e o mercado informados dos avanços nos resultados e criação de valor das Companhias combinadas, por meio de suas comunicações trimestrais e pelos meios previstos no regimento estabelecido pela Comissão de Valores Mobiliários (CVM).

7. Temas Regulatórios

7.1 MME divulga pacote de Consultas Públicas com foco em medidas de atendimento à potência do SIN

O Ministério de Minas e Energia (MME) publicou, em setembro, um pacote de cinco Consultas Públicas que visam discutir diferentes mecanismos para ampliar a disponibilidade de energia no Sistema Interligado Nacional (SIN), principalmente para atendimento à demanda de ponta do país.

A Consulta Pública nº 173/2024 propõe o estabelecimento de um mecanismo extraordinário, com vigência até 31 de março de 2025, para a contratação de usinas termelétricas, em operação comercial e que não estejam suprimindo Contratos de Potência de Reserva de Capacidade (CRCAP), para atendimento aos horários de ponta do SIN. Este mecanismo, a ser realizado diariamente pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), seria executado de forma competitiva onde os agentes realizarão ofertas de disponibilidade em R\$/MWh. O ONS será responsável por aceitar ou não as ofertas, levando em conta a minimização de custos para a operação do sistema. Um limite de preço máximo poderá ser fixado pelo Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE). Tal mecanismo não irá impactar a formação do Preço da Liquidação das Diferenças (PLD) e pretende minimizar os efeitos da contratação adicional ao mercado e aos consumidores finais.

Já as Consultas Públicas nº 174 e 172/2024 visam discutir o estabelecimento de diretrizes para a importação de energia do Paraguai. Nos termos já estabelecidos nas diretrizes de importação de energia da Argentina e do Uruguai, a proposta do MME é que os agentes setoriais interessados no mecanismo solicitem formalmente ao MME a autorização para importar energia do país vizinho. A obtenção de tal autorização estará vinculada ao cumprimento de diversas obrigações, como a necessidade de adimplemento com as obrigações setoriais e a declaração de que a geração e importação da Usina Binacional de Itaipu não será prejudicada, permanecendo prioritária para o intercâmbio de energia entre os dois países.

A terceira proposta que está em curso por meio da Consulta Pública nº 175/2024, objetiva discutir a reavaliação dos parâmetros utilizados nos critérios de garantia de suprimento para aferição da adequabilidade no atendimento à demanda de potência no sistema, especialmente por conta das alterações na matriz elétrica brasileira que conta cada vez mais com energia intermitente. O MME propõe alterar os parâmetros de risco explícito de insuficiência de oferta de potência (LOLP) e o valor esperado de insuficiência da oferta de potência CVaR (PNS) ambos hoje em 5%, para 3% tornando-os mais restritivos e conseqüentemente aumentando a aversão ao risco. Como resultado, espera-se um aumento do montante de demanda a ser contratada nos futuros Leilões de Reserva de Capacidade (LRCAP).

Ainda com objetivo de trazer maior confiabilidade de suprimento ao sistema, o MME abriu também a Consulta Pública nº 176/2024 para discutir a minuta Portaria de Diretrizes para o Leilão de Reserva de Capacidade na forma de Potência, com sistemas de armazenamento, previsto para 2025 ("LRCAP Armazenamento de 2025"). A proposta indica que o leilão será realizado em junho de 2025 e que os projetos vencedores deverão iniciar as operações comerciais até julho de 2029, com possibilidade de antecipação. Para se qualificar, os sistemas de armazenamento precisam ter a capacidade instalada mínima de 30 MW e atender ao critério de até 4 horas de compromisso de entrega de disponibilidade ("carregamento"), com o ONS podendo estender esse período. Os projetos vencedores serão remunerados por receitas fixas, corrigidas pelo IPCA, observando os usuais riscos inerentes ao leilão, como os custos de operação, manutenção, impostos e penalidades por indisponibilidade. Com este certame, o Ministério busca a diversificação da oferta de produtos para atendimento à ponta.

8. Informações Importantes

8.1 Eventos Subsequentes

Conclusão da Combinação de Negócios com AES Brasil

Ficou estabelecida a data de 31 de outubro de 2024 como a data de fechamento da Combinação de Negócios entre Auren e AES Brasil, com a realização de uma reunião do Conselho de Administração da Companhia nesta data para, dentre outras matérias, homologar o aumento do capital social da Companhia, declarar a eficácia das deliberações tomadas na Assembleia Geral Extraordinária da Companhia realizada em 10 de setembro de 2024 e a consumação da incorporação, conforme termos previstos no Acordo e no Protocolo e Justificação firmado entre as partes.

Emissão de debêntures da Companhia

Em 23 de setembro de 2024, a Companhia anunciou a oferta pública da 3ª emissão de debêntures simples, não conversíveis em ações, da espécie quirografária, em série única, para distribuição pública, no montante total de R\$ 2,5 bilhões e prazo de 7 anos, sendo amortizado em três parcelas anuais com vencimento em 10 de outubro de 2031. As debêntures serão remuneradas a uma taxa de CDI + 0,55% a.a. pagas semestralmente, a partir da Data de Emissão, nos dias 10 de abril e outubro de cada ano, ocorrendo o primeiro pagamento em 10 de abril de 2025. A liquidação dessa emissão ocorreu em 11 de outubro de 2024.

Em 15 de outubro de 2024, a Companhia anunciou a oferta pública da 4ª emissão de debêntures simples, não conversíveis em ações, da espécie quirografária, em série única, para distribuição pública, no montante total de R\$ 5,4 bilhões e prazo de 4 anos, sendo amortizado em uma única parcela, equivalente a 100% do Valor Nominal Unitário das Debêntures, com vencimento em 28 de outubro de 2028. As debêntures serão remuneradas a uma taxa de CDI + 1,10% a.a. no 1º ano, CDI + 1,20% a.a. no 2º ano, CDI + 1,50% a.a. no 3º ano e CDI + 2,00% a.a. no 4º ano pagas semestralmente, a partir da Data de Emissão, nos dias 28 de abril e outubro de cada ano, ocorrendo o primeiro pagamento em 28 de abril de 2025. A liquidação dessa emissão ocorreu em 28 de outubro de 2024.