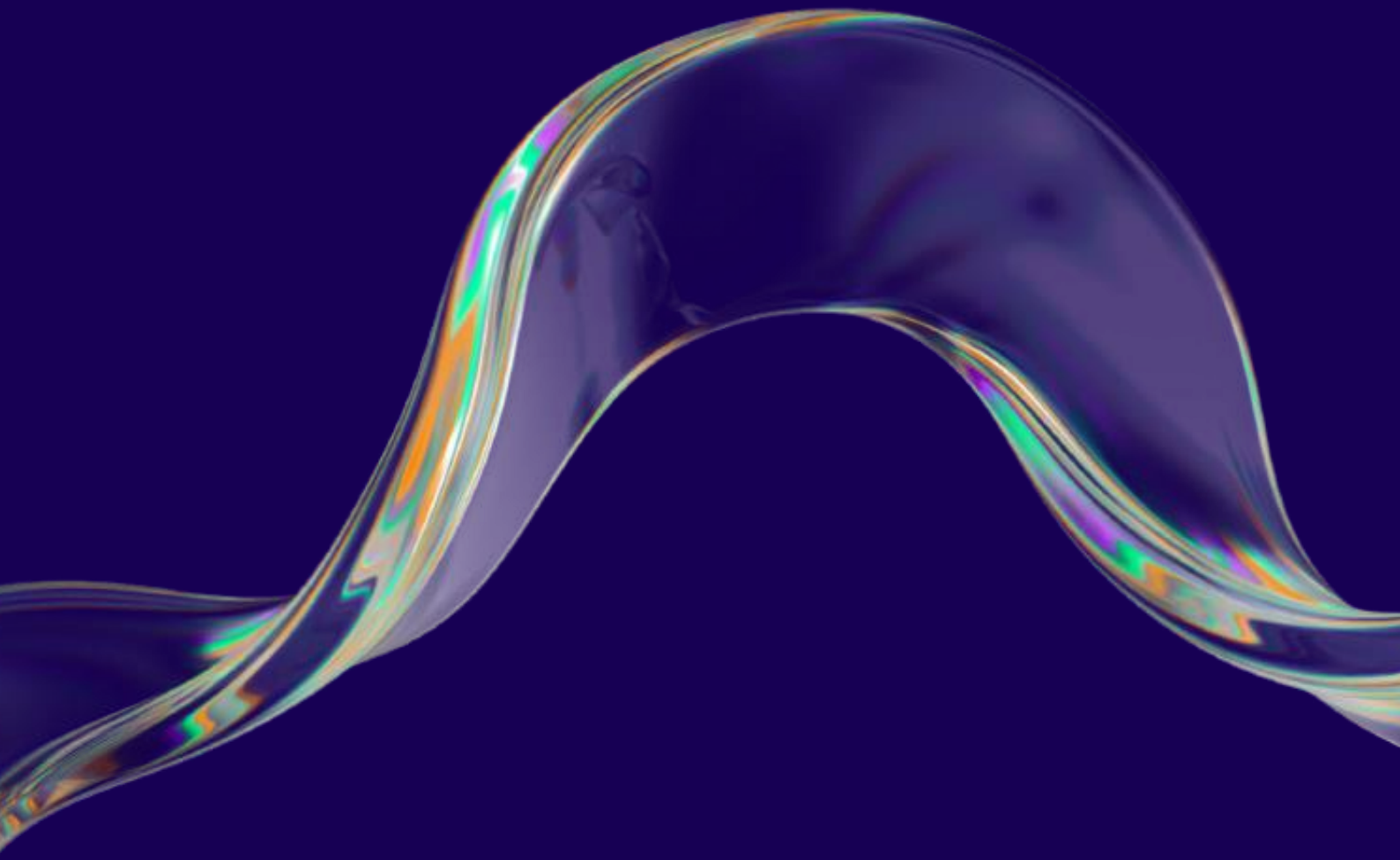
auren



Release de Resultados

3T22

Outubro 2022

Webcast

27 de outubro de 2022
(em português com tradução simultânea para o inglês)
11:00 (Brasília) | 10:00 (Nova Iorque) | 15:00 (Londres)

Clique aqui para acessar o *webcast*

Apresentação disponível em: ri.aurenenergia.com.br

Contatos

Relações com Investidores
Mario Bertoncini (VP de Finanças & Novos Negócios e DRI)
Mariana Mayumi
Tamires Parini
Larissa Siqueira
ri@aurenenergia.com.br
ri.aurenenergia.com.br

Em 30 de setembro de 2022:

- **AURE3:** R$13,55
- **Valor de Mercado:** R$13,5 bilhões

Sumário

Destaques 3T22 4

Carta da Administração 6

Desempenho Operacional 8

Desempenho Comercial 16

Desempenho Financeiro 21

Contencioso Passivo e Ativo 31

Plano de Pensão - VIVEST 33

Temas Regulatórios 34

Informações Importantes 37

Anexos 41

Destaques 3T22

Destaques Financeiros[a]						
R$ milhões	**3T22**	**3T21**	**Var. (%)**	**9M22**	**9M21**	**Var. (%)**
Receita Operacional Líquida	1.538,9	1.879,9	-18,1%	4.269,7	4.605,3	-7,3%
EBITDA	503,2	836,2	-39,8%	1.104,0	1.575,1	-29,9%
Hidrelétrica	254,8	197,1	29,3%	905,2	734,2	23,3%
Eólica	104,9	15,2	591,8%	288,4	119,4	141,6%
Comercialização	517,9	(26,6)	N.M.	518,0	(43,5)	N.M.
Holding	(39,0)	130,7	N.M.	(99,9)	343,4	N.M.
Eliminações[b]	(340,7)	(151,8)	124,4%	(340,8)	(386,7)	-11,9%
EBITDA Ajustado[c]	497,9	164,6	202,6%	1.270,9	766,8	65,7%
Margem EBITDA Ajustada	32%	9%	27 p.p.	30%	17%	13 p.p.
Resultado Líquido	230,1	326,9	-29,6%	222,6	378,4	-41,2%
Fluxo de Caixa Operacional	335,6	263,2	27,5%	1.058,1	1.018,4	3,9%
Fluxo de Caixa Livre	(366,7)	158,1	N.M.	1.229,7	221,1	456,1%
Dívida Líquida[d]	2.706,7	2.729,0	-0,8%	2.706,7	2.729,0	-0,8%
Alavancagem[e]	1,7x	2,5x	-0,8x	1,7x	2,5x	-0,8x

(a) O desempenho financeiro até o 1T22 reflete o resultado da Auren consolidado, proforma, não auditado, e foi preparado para refletir os efeitos da reorganização societária, como se referida combinação tivesse acontecido em 01/jan/2021. Os resultados de 2021 e do 1T22 foram reapresentados e as alterações foram consideradas nessa divulgação.

(b) O efeito de R$341 milhões do 3T22 impacta o segmento de Comercialização e o efeito de R$152 milhões do 3T21 impacta o segmento *Holding*.

(c) EBITDA Ajustado exclui provisão/reversão para litígios, baixa de depósitos judiciais, inclui dividendos recebidos.

(d) Considera empréstimos e financiamentos, arrendamentos, caixa e equivalentes de caixa, aplicações financeiras, fundo de liquidez – conta reserva e instrumentos financeiros derivativos.

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

- **Aumento de 11,3% de geração hidrelétrica** no trimestre em relação ao mesmo período de 2021, refletindo melhora das condições hidrológicas;
- Geração média dos parques eólicos **Ventos do Piauí I, II e III e Ventos do Araripe III acima do P90;**
- Etapa final da construção dos parques eólicos **Ventos do Piauí II e III**, com cerca de **90% dos 93 aerogeradores em operação** na presente data. A **conclusão** desse projeto está prevista para **novembro de 2022**;
- Avanço das negociações e **definição dos termos de contratação** dos projetos solares **Jaíba V e Sol do Piauí**, que perfazem **548 MWac** de capacidade instalada, para início de construção no 4T22;

- Contratação do **financiamento** para os projetos **Sol do Piauí** (híbrido) e **Jaíba V** (solar) com o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (**BNDES**) e Banco do Nordeste (**BNB**), respectivamente;

- Comercialização de mais de **5 milhões de i-RECs** e mais de **200 mil toneladas de créditos de carbono**, no Brasil e no Exterior;

- **Aumento de 203% do EBITDA Ajustado** consolidado comparado ao mesmo período do ano anterior, com Margem EBITDA Ajustada de 32%;

- Fluxo de Caixa Operacional, após o serviço da dívida, de R$259 milhões, com **índice de conversão de caixa** [(1)] **de 52%**;

- Alavancagem, medida pela relação dívida líquida/EBITDA Ajustado, de 1,7x e posição de **caixa de R$3,1 bilhões**;

- Conclusão do processo de **migração do plano de pensão - VIVEST**.

[(1)] Índice de conversão de caixa = FCO após o serviço da dívida/EBITDA Ajustado.

Carta da Administração

No terceiro trimestre de 2022, avançamos em nossa jornada de criação de uma plataforma líder em energia renovável no Brasil. Além de caminharmos para a conclusão do projeto eólico Ventos do Piauí II e III, em agosto passado anunciamos a aprovação do início de construção dos projetos híbrido Sol do Piauí e solar Jaíba V.

As obras do projeto eólico Ventos do Piauí II e III seguem conforme o cronograma e orçamento estabelecidos para a instalação dos 93 aerogeradores. Até a presente data, 79 aerogeradores estão em operação comercial e 4 estão em operação em teste. Até o final de novembro, o complexo Ventos do Piauí II e III estará concluído adicionando 409 MW em capacidade instalada e 197 MW médios em garantia física ao portfólio da Auren.

No período, continuamos engajados nas negociações com nossos potenciais parceiros para implementação dos projetos Sol do Piauí e Jaíba V que, uma vez concluídos, agregarão 548 MWac em capacidade instalada e 167 MW médios em garantia física. Avançamos na frente de financiamento desses projetos. Para o Sol do Piauí, o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) financiará cerca de R$190 milhões ao custo de IPCA + 3,65% a.a. e prazo de 24 anos. No caso de Jaíba V, contratamos o financiamento de R$300 milhões com o Banco do Nordeste (BNB) ao custo de IPCA + 4,48% a.a. e prazo de 24 anos.

Em relação ao desempenho financeiro da Auren, o EBITDA Ajustado consolidado totalizou R$498 milhões no terceiro trimestre de 2022, com margem de 32%, um aumento de R$333 milhões ou 203% em relação ao mesmo período do ano anterior. Ainda, encerramos o trimestre com uma posição de caixa de R$3,1 bilhões e uma alavancagem, medida pela relação dívida líquida/EBITDA Ajustado, de 1,7x.

Com relação ao mercado de energia, o nível do reservatório equivalente do Sistema Interligado Nacional registrou o maior patamar dos últimos cinco anos e atingiu 57% da capacidade máxima de armazenamento versus 24% no mesmo período de 2021. Como consequência da melhora nas condições de suprimento de energia, o preço médio de curto prazo (Preço de Liquidação das Diferenças – PLD) ficou próximo ao PLD mínimo em todos os submercados.

Já no segmento de geração eólica, a geração média para os parques Ventos do Piauí I e Ventos do Araripe III ficou acima do P90, apesar do impacto negativo da pluviometria acima da esperada e do menor recurso eólico.

Em relação ao Plano de Pensão – VIVEST, em agosto de 2022, concluímos uma importante etapa de mitigação do risco atuarial, com a migração de cerca de 1.200 beneficiários (aproximadamente 18% do passivo total atuarial) para o plano de contribuição definida, refletida no pagamento pela Auren de R$306 milhões do déficit migrado.

Na agenda ESG (sigla para *Environmental, Social and Governance*), esse foi mais um trimestre de avanço no engajamento em iniciativas, com empresas e com instituições de diferentes setores de atuação no Brasil, para desenvolvimento de ações que possam posicionar o país no mercado global de carbono de alta integridade.

Nesse mesmo período, a Auren foi reconhecida pela ANEFAC (Associação Nacional dos Executivos de Finanças, Administração e Contabilidade) com o Troféu Transparência – premiação para as empresas que apresentam as melhores divulgações de suas demonstrações financeiras.

Agradecemos aos acionistas, aos colaboradores e aos parceiros de negócios por nos apoiar nessa jornada de crescimento para um futuro limpo e mais sustentável.

Fabio Zanfelice

Diretor-Presidente

Mario Bertoncini

VP de Finanças & Novos Negócios e
Diretor de Relações com Investidores

Desempenho Operacional

Em setembro de 2022, a capacidade instalada operacional totalizou 3.048 MW, considerando participações minoritárias em ativos hidrelétricos e a entrada parcial de Ventos do Piauí II e III ao final do 3T22, com cerca de 88% da capacidade instalada dos parques em operação. Desse total, 2.125 MW são referentes à fonte hidrelétrica, incluindo 498 MW dos ativos em que a Companhia possui participação, e 924 MW à fonte eólica.

Geração Hidrelétrica

A companhia detém a participação total de duas hidrelétricas – Porto Primavera, Paraibuna - e possui participação em outros sete ativos – Machadinho, Campos Novos, Barra Grande, Amador Aguiar I e II, Igarapava e Picada.

Tabela 1 – Produção das hidrelétricas onde a Companhia possui 100% de participação

	Capacidade Instalada (MW)	Garantia Física (MW médio)	Geração de Energia (MW médio)					
			3T22	3T21	Var. (%)	9M22	9M21	Var. (%)
UHE Porto Primavera	1.540	887	767	683	12,3%	756	758	-0,3%
UHE Paraibuna	87	48	68	67	1,5%	39	37	3,3%
Total	**1.627**	**935**	**835**	**750**	**11,3%**	**795**	**795**	**0,0%**

A produção de energia nas usinas hidrelétricas, nas quais a Companhia detém 100% da participação, atingiu 835 MW médios no 3T22, 11% superior ao 3T21 (750 MW médios). O aumento de geração reflete a melhora nas condições hidrológicas desse ano em relação à crise hídrica observada no ano anterior, conforme demonstrado na Tabela 2, que impactou severamente a bacia do Rio Paraná, onde está localizada a UHE Porto Primavera, principal ativo de geração hidrelétrica da Companhia.

Tabela 2 – Comparação da Energia Natural Afluente (ENA) do Subsistema Sudeste/Centro-Oeste

	MW médio			% MLT [2]		
	3T22	3T21	Variação (%)	3T22	3T21	Variação (%)
Julho	16.810	15.752	6,7%	65%	61%	4 p.p.
Agosto	15.856	12.284	29,1%	77%	60%	17 p.p.
Setembro	16.124	11.124	44,9%	82%	56%	16 p.p.

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

No segundo trimestre desse ano, com o início do período úmido na região Sul, observou-se a ocorrência de chuvas naquela região. Sendo assim, como forma de maximizar o recebimento de energia da região Sul pela região Sudeste, foi necessário reduzir a geração hidrelétrica das bacias do Rio Grande, Rio Paranaíba e do Rio Paraná. Como consequência, por solicitação do Operador Nacional do Sistema (ONS) formalizada em maio, obedecendo os comandos da Câmara de Regras Excepcionais para Gestão Hidroenergéticas (CREG) e do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), foi necessário reduzir a defluência da UHE Porto Primavera. A partir de agosto, com a normalização das afluências no Sul, o ONS passou a explorar prioritariamente a geração das usinas hidrelétricas da bacia do Rio Paraná para o atendimento da carga do sistema, refletindo no aumento de geração da UHE Porto Primavera.

Com relação à UHE Paraibuna, a programação de produção da usina é função do controle da vazão na bacia do Rio Paraíba do Sul. No 3T22, houve aumento da geração nas usinas de cabeceira da bacia do Rio Paraíba do Sul para prover uma maior vazão a fim de compensar a redução na afluência provocada pelo fim das chuvas.

No que tange a disponibilidade, os ativos operados pela Auren apresentaram resultados acima dos valores de referência estabelecidos pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e em trajetória estável, conforme Tabela 3, demonstrando a qualidade da operação e da manutenção dos ativos e a adequada gestão dos riscos operacionais.

Tabela 3 - Valores de disponibilidade das usinas operadas pela Auren e valores de referência adotados pela ANEEL

	Capacidade Instalada (MW)	Número de Unidades Geradora - UG	Capacidade Unitária da UG (MW)	Disponibilidade Verificada	Índice Referência ANEEL
UHE Porto Primavera	1.540	14	110,0	95,9%	92,3%
UHE Paraibuna	87	2	43,5	99,0%	92,8%
UHE Picada	50	2	25,0	96,0%	93,4%

Geração Eólica

A produção de energia elétrica nos parques eólicos da Auren atingiu, no 3T22, 540 MW médios, 79,1% superior ao 3T21 (302 MW médios). O novo complexo eólico Ventos do Piauí II e III acrescentou 153 MW médios à geração eólica da Companhia, considerando os aerogeradores que entraram em operação comercial e em teste até o final do período.

Tabela 4 – Produção dos Complexos Eólicos

	Capacidade Instalada (MW)	Garantia Física (MW médio)	Geração de Energia (MW médio)					
			3T22	3T21	Var. (%)	9M22	9M21	Var. (%)
Ventos do Piauí I	206	106	143	146	-2%	104	106	-2%
Ventos do Araripe III	358	178	244	156	57%	168	97	73%
Ventos do Piauí II e III	409	197	153	-	N.M.	60	-	N.M.
Total	**973**	**481**	**540**	**302**	**79%**	**332**	**203**	**64%**

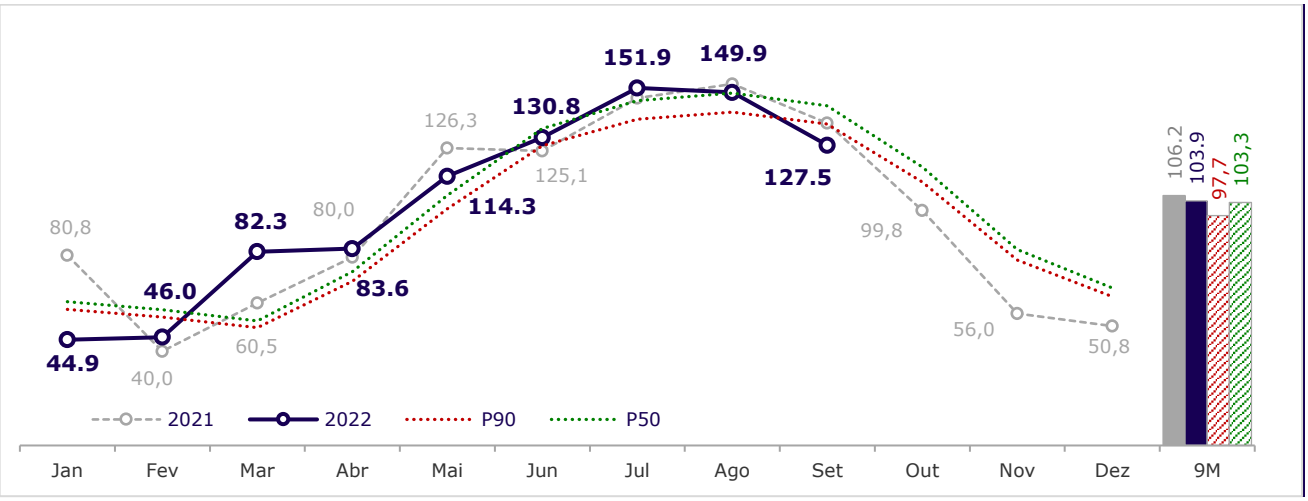
Ventos do Piauí I

No 3T22, a geração de Ventos do Piauí I foi 3% superior à geração esperada no percentil 90 (P90) e 2% inferior à geração média esperada (P50). Em relação ao 3T21, a geração foi inferior em 1,9%, impactada pela chuva acima do nível histórico e pelo recurso eólico abaixo da média. A produção acumulada de 2022 está em 103,9 MW médios, superior em 6% ao valor do percentil 90 (P90) e superior em 1% à expectativa de geração média (P50).

Tabela 5 – Produção trimestral do Complexos Eólico Ventos do Piauí I (2021 e 2022)

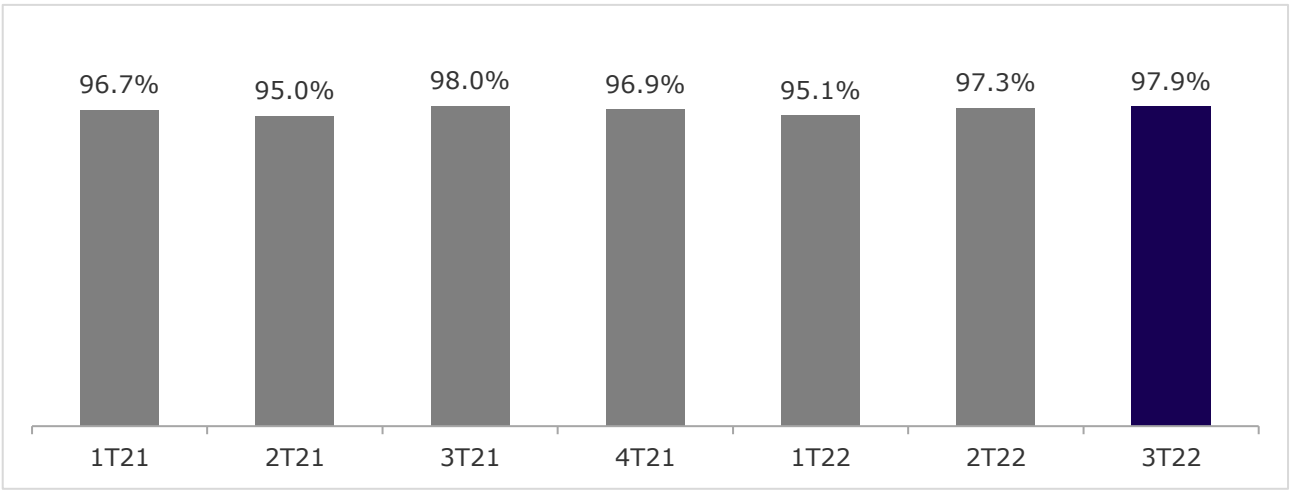
Período	Geração (MW médio)	Geração Esperada (P90) (MW médio)	Var. (P90)	Geração Esperada (P50) (MW médio)	Var. (P50)
1T21	61,1	54,1	13%	57,1	7%
1T22	58,1		7%		2%
2T21	110,6	99,2	12%	104,9	6%
2T22	109,6		11%		5%
3T21	146,1	138,9	5%	146,8	0%
3T22	143,3		3%		-2%
9M21	106,2	97,7	9%	103,3	3%
9M22	103,9		6%		1%

Gráfico 1 - Ventos do Piauí I: Geração de Energia e Valores Certificados para o Percentil 50 (P50) e o Percentil 90 (P90) (MW médio)



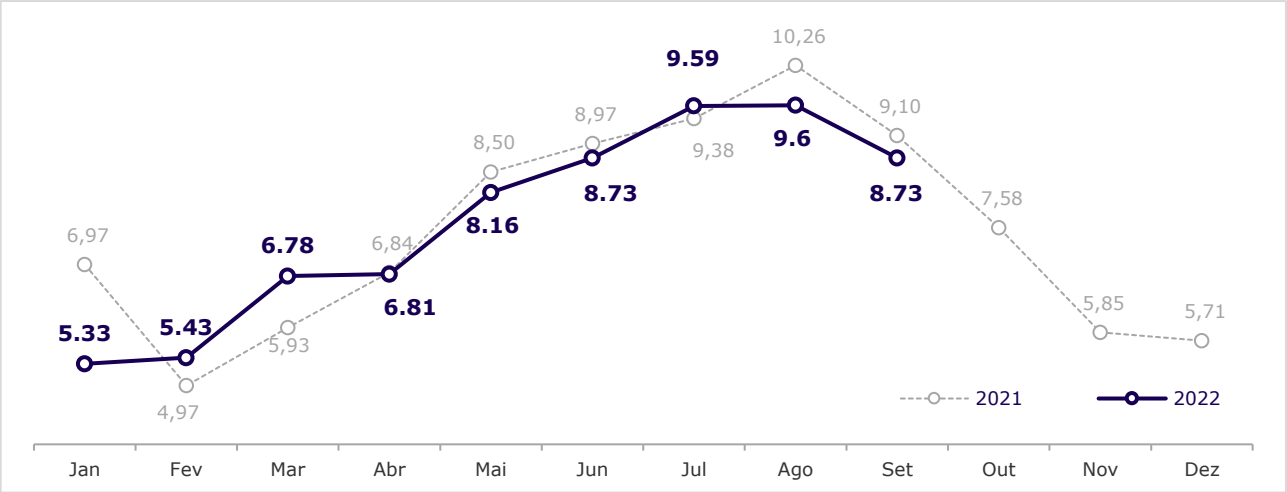
O índice de disponibilidade temporal médio do complexo no 3T22 atingiu 97,9%, apresentando o mesmo patamar quando comparado com o 3T21 (98,0%).

Gráfico 2 - Ventos do Piauí I: Disponibilidade Temporal Média (%)



No 3T22, observou-se uma velocidade média de vento abaixo da expectativa (9,3 m/s no 3T22 versus 9,6 m/s no 3T21), impactada pela pluviometria acima da esperada no período.

Gráfico 3 - Ventos do Piauí I: Velocidade Média Mensal do Vento (m/s)



Ventos do Araripe III

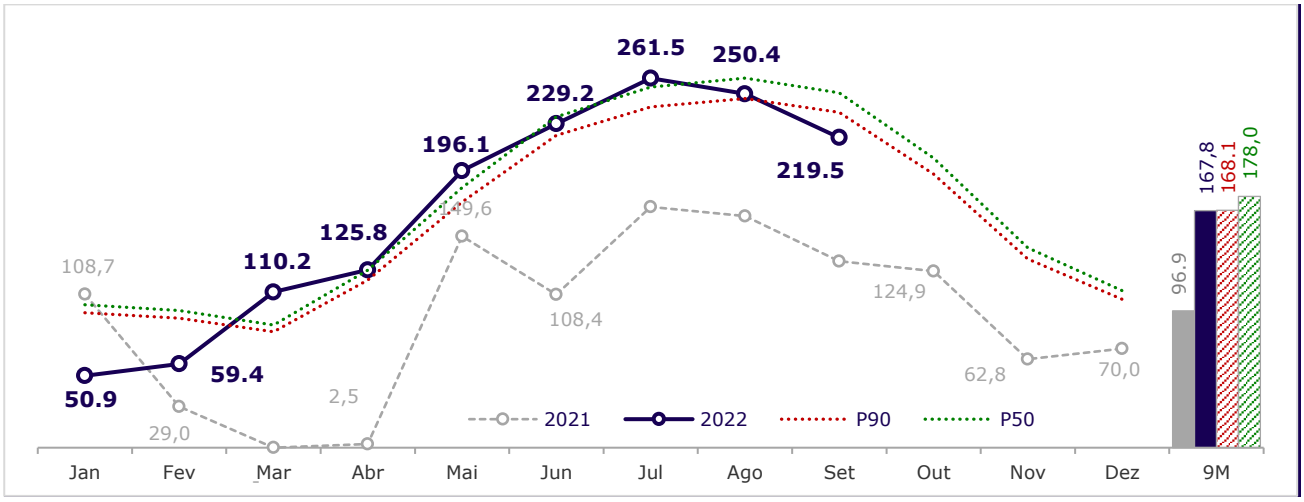
No 3T22, a geração de Ventos do Araripe III foi 1% superior à geração esperada no percentil 90 (P90) e 5% inferior à geração média esperada (P50).

Em relação ao 3T21, a geração foi superior em 56,7% devido a produção do ano anterior ter sido impactada pelo sinistro ocorrido nos transformadores da Subestação Coletora, acarretando restrição da produção. A produção acumulada de 2022 está em 167,8 MW médios, em linha com o percentil 90 (P90) e inferior em 6% à expectativa de geração média (P50).

Tabela 6 – Produção trimestral do Complexos Eólico Ventos do Araripe III (2021 e 2022)

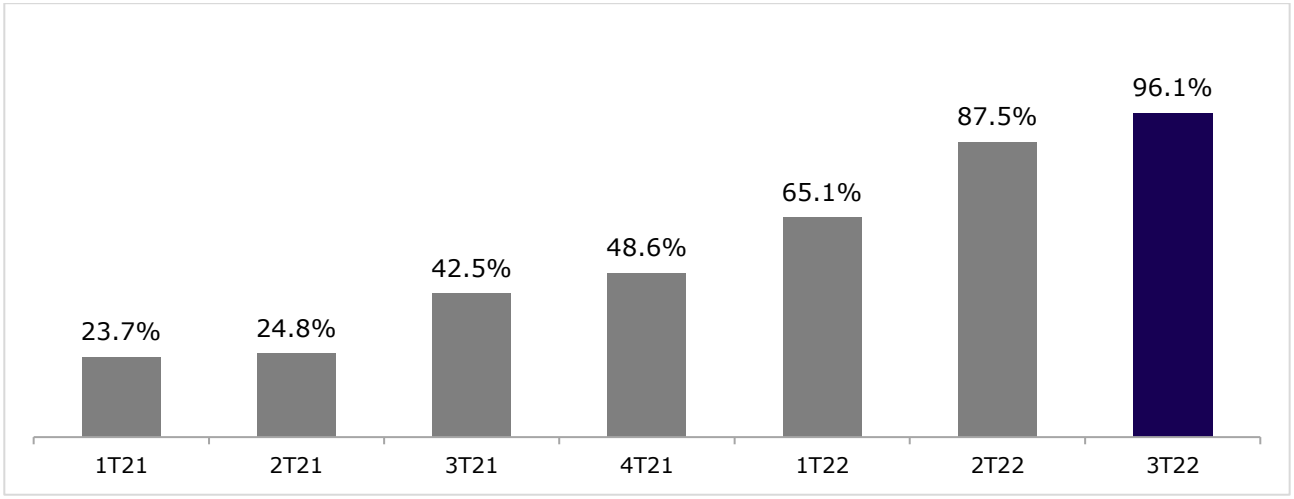
Período	Geração (MW médio)	Geração Percentil 90 (MW médio)	Var. (P90)	Geração Esperada (P50) (MW médio)	Var. (P50)
1T21	46,4	89,7	-48%	94,9	-51%
1T22	73,9		-18%		-22%
2T21	87,5	171,3	-49%	181,3	-52%
2T22	183,8		7%		1%
3T21	155,8	242,0	-36%	256,1	-39%
3T22	244,1		1%		-5%
9M21	96,9	168,1	-42%	178,0	-46%
9M22	167,8		0%		-6%

Gráfico 4 - Ventos do Araripe III: Geração de Energia e Valores Certificados para o Percentil 50 (P50) e Percentil 90 (P90) (MW médio)



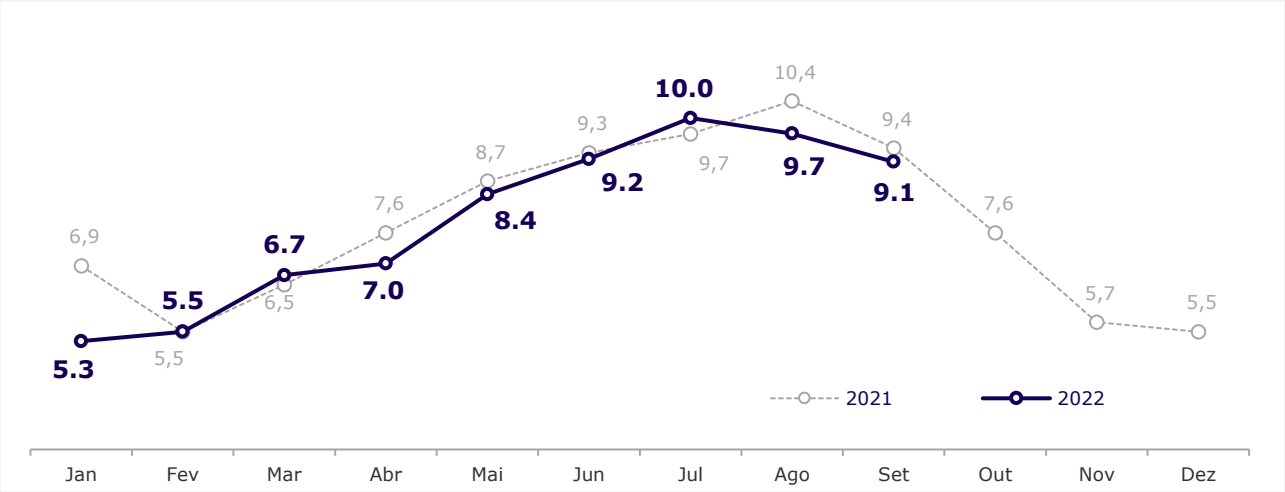
O índice de disponibilidade temporal médio do complexo atingiu 96,1% no 3T22, resultando em um incremento de 53,5 p.p. em comparação com o reportado em 3T21 (42,5%), indicando avanço e normalização na otimização na disponibilidade do ativo.

Gráfico 5 - Ventos do Araripe III: Disponibilidade Temporal Média (%)



No 3T22, observou-se uma velocidade média de vento abaixo da expectativa (9,6 m/s no 3T22 versus 9,8 m/s no 3T21) e chuvas concentradas que no acumulado estiveram acima do esperado, porém com uma boa recuperação de disponibilidade quando comparado ao 3T21.

Gráfico 6 - Ventos do Araripe III: Velocidade Média Mensal do Vento (m/s)



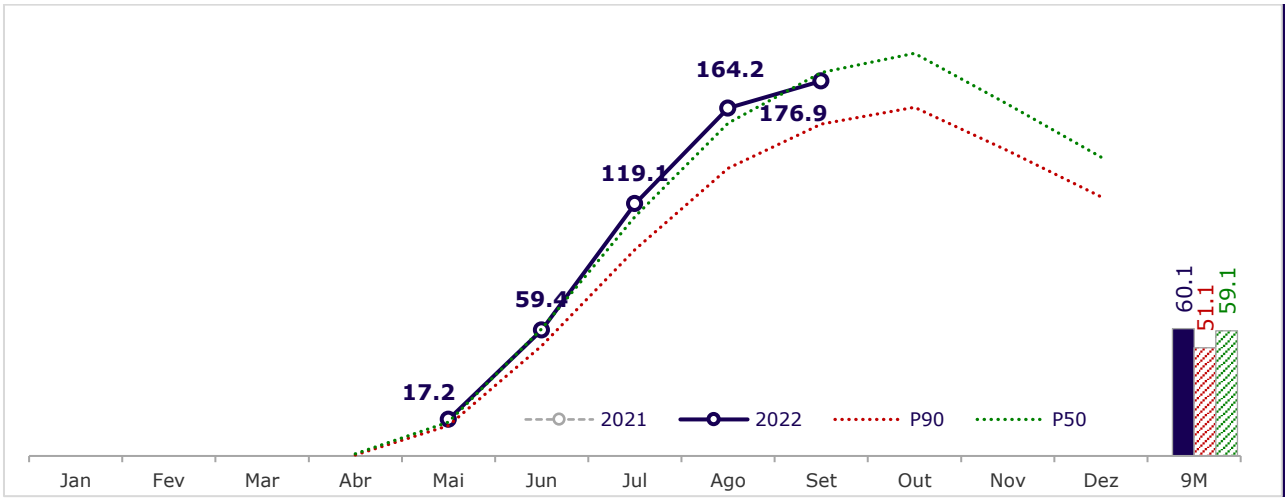
Ventos do Piauí II e III

No fim do 3T22, os parques possuíam 60 aerogeradores em operação comercial e 22 aerogeradores em operação em teste. Na data de divulgação deste relatório, são 79 aerogeradores em operação comercial e 4 em operação em teste.
A geração no 3T22 foi de 153,1 MW médio, superando à geração esperada no percentil 90 (P90) e à média esperada (P50). O cálculo do percentil 90 (P90) e da média esperada (P50) foi ponderado pela entrada diária em operação dos aerogeradores.

Tabela 7 - Produção trimestral do Complexos Eólico Ventos do Piauí II e III

Período	Geração (MW médio)	Geração Percentil 90 (MW médio)	Var. (P90)	Geração Esperada (P50) (MW médio)	Var. (P50)
3T22	153,1	129,6	18%	149,9	2%
9M22	60,1	51,1	18%	59,1	2%

Gráfico 7 - Ventos do Piauí II e III: Geração de Energia e Valores Certificados para o Percentil 50 (P50) e Percentil 90 (P90) (MW médio)

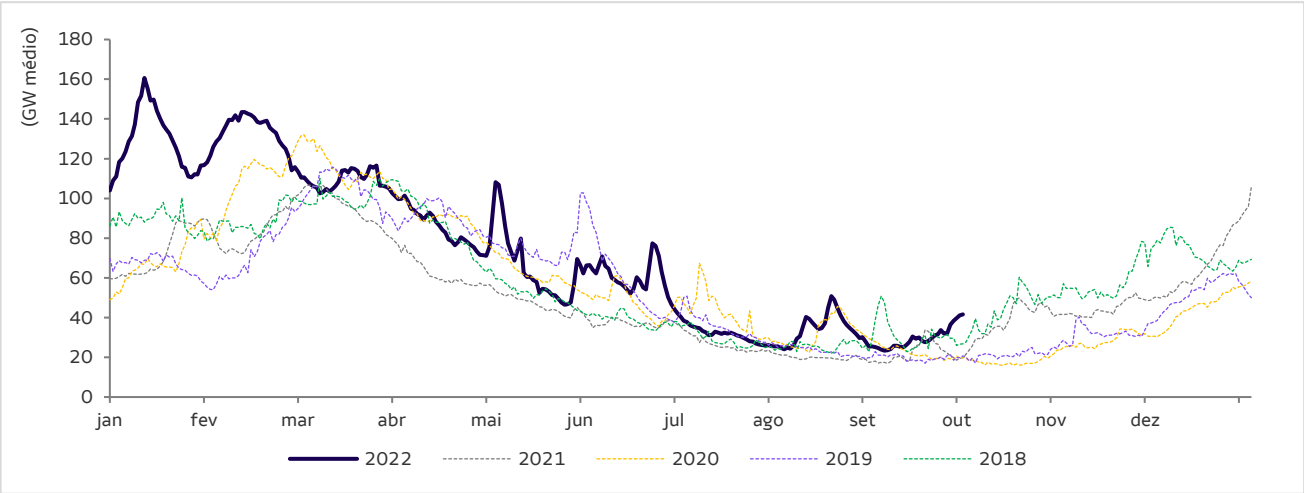


O complexo Ventos do Piauí II e III está previsto para entrada 100% em operação comercial em novembro de 2022. Os dados apresentados nessa seção como 3T22 correspondem ao período em que a geração conta com aerogeradores em teste e em operação.

Mercado de Energia

O ano de 2022 tem sido caracterizado pelo melhor cenário hidrológico dos últimos 9 anos. Até o final do terceiro trimestre, a média de energia natural afluente atingiu a marca de 98% da média de longo termo (MLT) representando um aumento de 31 p.p. em relação ao mesmo período de 2021 que registrou 67% da MLT. A ENA no 3T22 foi 79% da MLT contra 57% verificado no 3T21.

Gráfico 8 - Energia Natural Afluente para o Sistema Interligado Nacional (GW médio)

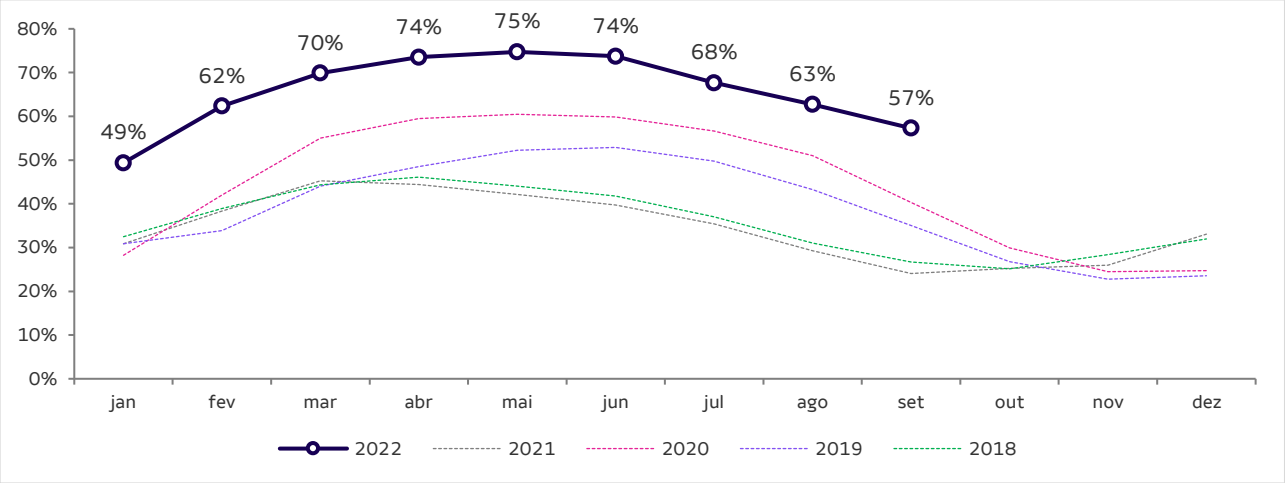


Energia Natural Afluente (% MLT)

Ano	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	3T	9M	Ano
2018	92%	82%	86%	87%	67%	65%	64%	68%	84%	104%	116%	95%	**71%**	**80%**	**85%**
2019	65%	62%	90%	92%	98%	101%	77%	63%	54%	51%	65%	72%	**66%**	**80%**	**77%**
2020	66%	91%	99%	91%	83%	82%	92%	88%	60%	44%	59%	64%	**81%**	**85%**	**80%**
2021	69%	71%	82%	63%	63%	63%	57%	53%	60%	89%	90%	96%	**57%**	**67%**	**72%**
2022	125%	113%	93%	87%	86%	103%	70%	90%	81%	-	-	-	**79%**	**98%**	**-**

No fim do segundo trimestre de 2022, os níveis dos reservatórios do Sistema Interligado Nacional registraram os maiores patamares dos últimos cinco anos, devido às boas afluências e ao despacho termelétrico acima da ordem de mérito de custo. Em decorrência disso, as condições de suprimento de energia mostraram-se bastante favoráveis mantendo o nível de armazenamento ao longo do período seco em valores elevados nos principais reservatórios do Sistema Interligado Nacional (SIN). Ao final do mês de setembro, o nível do reservatório equivalente do SIN atingiu o patamar de 57% da capacidade máxima versus 24% observado no mesmo período do ano passado.

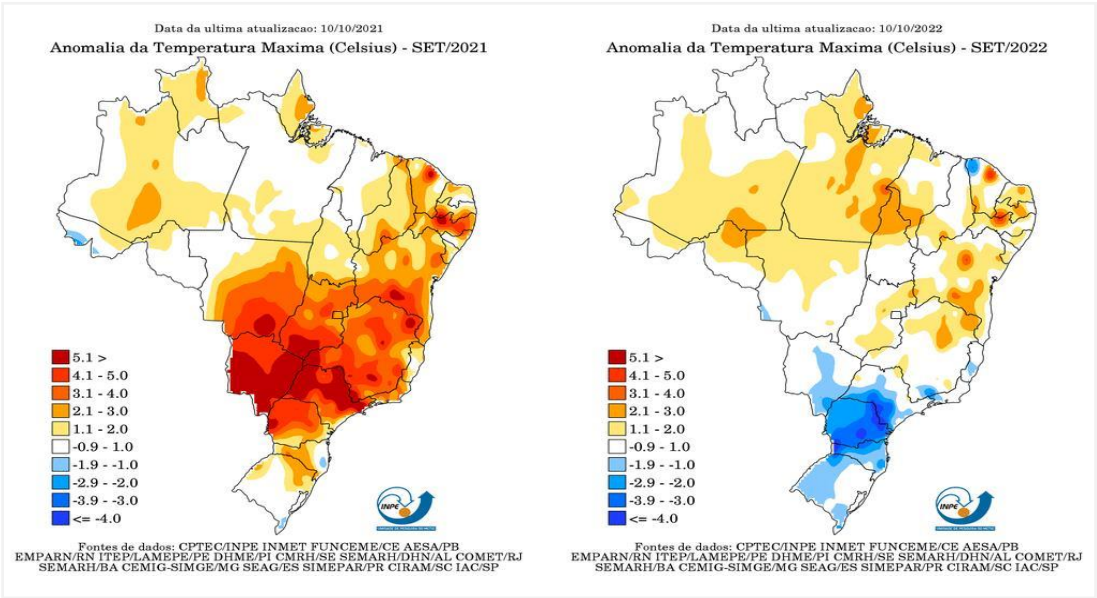
Gráfico 9 - Nível de Reservatórios do Sistema Interligado Nacional (%)



Do ponto de vista do consumo de energia, foi observado um decréscimo de 1% na comparação do 3T22 com o 3T21 em virtude da observação de temperaturas mais elevadas neste mesmo período do ano passado especialmente no mês de setembro.

Em 2021, a temperatura máxima do ar, segundo o Centro de Previsão de Tempo e Estudos Climáticos (CPTEC)[3] apresentou desvios positivos em relação à média histórica no Centro-Oeste, Sudeste e parte do Sul do país. Em algumas áreas a temperatura ficou até 5°C acima da climatologia. Por outro lado, em 2022 foi observada na mesma região desvios negativos ou próximos da média.

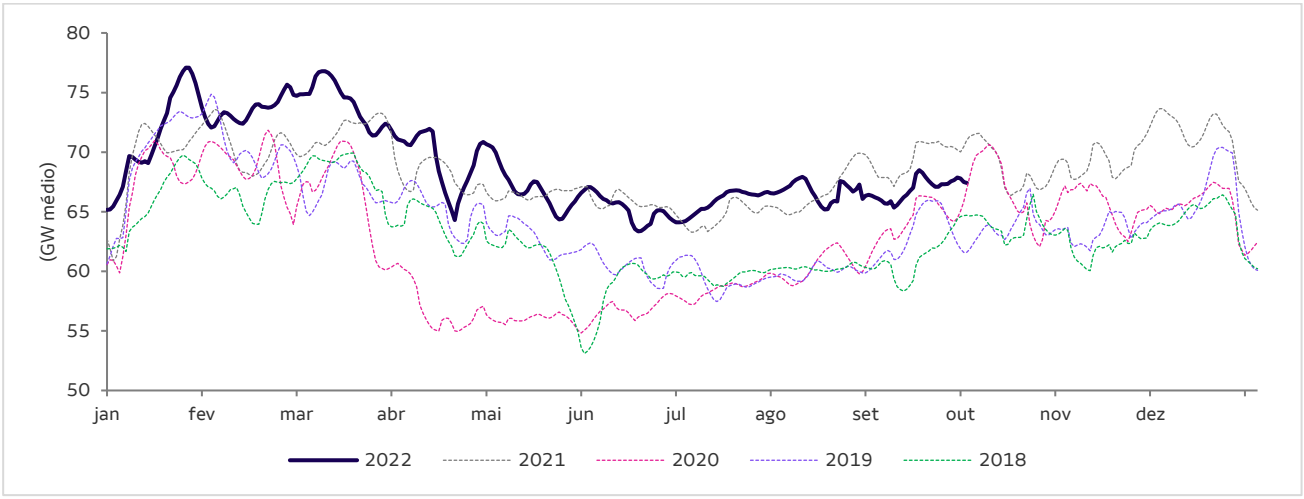
Figura 1 – Anomalia da Temperatura Máxima (Celsius)



[3] Fonte: CPTE/INPE. http://clima1.cptec.inpe.br/monitoramentobrasil/pt

Além disso, o 3T21 foi marcado pela recomposição de consumo anteriormente deprimido pela pandemia de Covid 19. No acumulado do ano, o consumo apresenta um crescimento de 0,7% em relação ao ano passado.

Gráfico 10 - Consumo de Energia do SIN (GW médio)



Consumo mensal de Energia do SIN (GW médio)

Ano	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	3T	9M	Ano
2018	68,6	68,5	70,7	67,5	63,8	63,6	63,6	64,5	65,2	67,4	67,7	67,8	**64,4**	**66,2**	**66,6**
2019	73,1	71,9	69,2	68,7	67,0	63,7	63,1	64,0	66,8	69,5	69,1	68,1	**64,6**	**67,5**	**67,8**
2020	70,7	71,2	68,7	60,7	60,0	61,7	63,3	64,6	69,3	71,2	69,7	71,0	**65,7**	**65,6**	**66,8**
2021	72,4	73,0	72,7	68,9	67,6	66,7	65,5	67,7	70,7	68,8	70,3	70,5	**67,9**	**69,4**	**69,5**
2022	72,2	74,3	75,1	70,6	67,6	66,4	67,0	67,9	67,9	-	-	-	**67,6**	**69,9**	**-**

O Operador Nacional do Sistema – ONS estima que o consumo para 2022 supere o verificado em 2021 em 1,7% [4].

Refletindo a melhora do cenário hidrológico e das condições de atendimento energético, o preço médio de curto prazo (Preço de Liquidação das Diferenças – PLD) do submercado SE/CO observado no 3T22 foi de R$67/MWh, próximo ao PLD mínimo. Esse valor é 9 vezes inferior ao verificado no mesmo período de 2021 (R$582/MWh).

Com relação ao deslocamento hidrelétrico (GSF), o valor médio observado no 3T22 foi de 75% comparado a 51% verificado no terceiro trimestre do ano anterior. Segundo projeções da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), o GSF deve fechar 2022 em 86% contra 73% observado em 2021.

[4] Segunda Revisão Quadrimestral de Carga realizada pelo ONS em 02/ago/22.

Balanço Energético

O portfólio em operação da Auren, em 2022, é composto por ativos que somam 1.465 MW médios [5] de garantia física, já incluindo a parcela de garantia física proporcional à entrada em operação comercial dos aerogeradores de Ventos do Piauí II e III ao longo do trimestre.

A venda da energia está distribuída em contratos firmados no Ambiente de Contratação Livre (ACL) e no Ambiente de Contratação Regulada (ACR).

Atualmente os ativos que apresentam contratos no ACR são a UHE Porto Primavera e os complexos de Ventos do Piauí I e de Ventos do Araripe III.

Todos os contratos no mercado regulado, assim como a maioria dos contratos no mercado livre, são reajustados pelo Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA) em suas respectivas datas de reajuste.

A abertura dos preços entre os ambientes ACR e ACL e o preço médio do portfólio de geração dos ativos próprios está apresentada na tabela abaixo. Não foram considerados os preços de energia transacionados no segmento Comercializadora.

Tabela 8 – Balanço Energético Consolidado Auren[6]

(MW médio)	2022	2023	2024	2025	2026	Preço Bruto no Leilão (R$/MWh)	Data de Referência	Preço Bruto Corrigido (R$/MWh)	Preço Líquido PIS/ COFINS/ P&D (R$/MWh)
Garantia Física Bruta	1.485	1.604	1.604	1.604	1.604				
Compras para Revenda	1.996	1.544	1.180	927	819				
Recursos Totais (A)	**3.482**	**3.148**	**2.784**	**2.531**	**2.423**				
Contratos ACR (B)									
1º LEN - UHE Porto Primavera	148	148	148	148	148	116,0	01/dez/05	289,8	260,1
2º LEN - UHE Porto Primavera	82	82	82	82	82	125,0	01/ju/06	307,3	275,8
22º LEN - Ventos do Piauí I	93	93	93	93	93	190,0	21/ago/15	267,5	257,7
20º LEN - Ventos do Araripe III	15	15	15	15	15	145,0	01/nov/14	220,2	212,2
18º LEN - Ventos do Araripe III	103	103	103	103	103	127,0	01/dez/13	203,3	195,9
6º LER - Ventos do Araripe III	52	52	52	52	52	143,0	01/out/14	228,1	219,8
Vendas no ACL (C)	2.789	2.440	2.127	1.908	1.372				
Vendas Totais (D = B + C)	**3.282**	**2.933**	**2.620**	**2.401**	**1.865**				
Saldo (A - D)	**199**	**214**	**164**	**130**	**559**				
Preço Médio de Venda dos Ativos de Geração(R$/MWh)									
Portfólio	239	239	222	223	228				
ACR	255	268	268	268	268				
ACL	227	217	186	183	171				

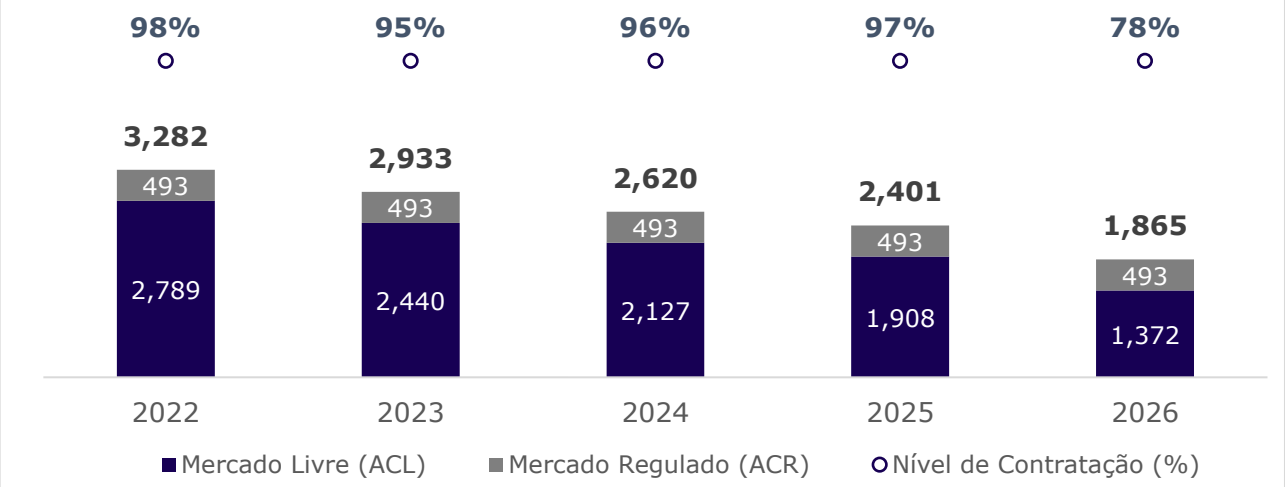
[5] Considera ativos hidrelétricos de participação da Auren em adição aos ativos 100% próprios.
[6] Data base dos preços: 01/out/22.

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$14,32/MWh, conforme valor estabelecido pela Resolução Normativa da ANEEL nº 684/2015.

No portfólio completo, considerando geração e comercialização, o volume de vendas aproxima-se de 3 GW médios em 2022, um volume duas vezes superior à garantia física da Auren para o mesmo ano, denotando a capacidade de comercialização da Companhia.

Como apresentado no trimestre anterior, a Auren adotou a estratégia de venda de sua posição *long* para os próximos 3 anos antecipando a ocorrência de um cenário de queda dos preços de mercado em virtude da melhora do cenário hidrológico, conforme já mencionado anteriormente. Portanto, para o período de 2022 a 2025, o nível de contratação é de, aproximadamente, 95% do seu recurso composto pela totalidade da garantia física de seus ativos e contratos de compra de energia já firmados. Cabe destacar que esse nível de contratação não considera o montante de energia necessário para fazer frente a eventual impacto sobre a garantia física das hidrelétricas relacionado ao risco hidrológico.

Gráfico 11 - Perfil de Contratação do Portfólio Consolidado (Geração e Comercialização) [7] (MW médio)



[7] Considera-se: (i) as garantias físicas líquidas de perdas da rede básica; (ii) as expectativas de garantias físicas em Ventos do Piauí II e III; e (iii) a extensão do prazo de operação da UHE Paraibuna, conforme portaria nº647/2022 publicada em 06 de maio de 2022.

Desempenho Financeiro

O desempenho financeiro aqui apresentado, no período compreendido entre o 1T21 e 1T22, reflete o resultado consolidado da Auren, proforma, não auditado, elaborado para refletir os efeitos da reorganização societária, como se a referida combinação tivesse acontecido em 01 de janeiro de 2021[8]. A partir do 2T22, apresenta-se o resultado consolidado auditado.

Tabela 9 – DRE Consolidada

R$ milhões	3T22	3T21	Var. (%)	9M22	9M21	Var. (%)
Receita Bruta	1.756,4	2.083,0	-15,7%	4.850,4	5.114,8	-5,2%
Receita Líquida	**1.538,9**	**1.879,9**	**-18,1%**	**4.269,7**	**4.605,3**	**-7,3%**
Custo com Energia	(1.056,6)	(1.719,0)	-38,5%	(2.851,3)	(3.638,3)	-21,6%
Custo com Operação	(177,5)	(181,0)	-1,9%	(521,0)	(496,7)	4,9%
Repactuação do Risco Hidrológico	-	781.974	-100,0%	-	781.974	-100,0%
Lucro Bruto	**304,8**	**761,9**	**-60,0%**	**897,4**	**1.252,2**	**-28,3%**
Receitas (Despesas) Operacionais Líquidas	37,1	(101,4)	-136,6%	(298,2)	(178,2)	67,3%
Equivalência Patrimonial	52,3	53,4	-2,0%	147,8	143,2	3,2%
Resultado Financeiro	(53,1)	(149,1)	-64,4%	(407,0)	(562,9)	-27,7%
IR e CSLL	(111,0)	(237,8)	-53,3%	117,4	(275,9)	-57,4%
Lucro Líquido	**230,1**	**326,9**	**-29,6%**	**222,6**	**378,4**	**-41,2%**
EBITDA	**503,2**	**836,2**	**-39,8%**	**1.104,0**	**1.575,1**	**-29,9%**
Reversão de Provisão para Litígios	(1,7)	(239,8)	-	77,2	(450,6)	-
Dividendos Recebidos	15,7	46,2	-66,0%	107,4	80,5	33,4%
Efeito de Migração do Plano de Benefícios	(20,1)	-	-	(20,1)	-	-
Baixa de Depósitos Judiciais	0,8	4,5	-83,1%	2,5	44,3	-94,4%
EBITDA Ajustado	**497,9**	**164,6**	**202,6%**	**1.270,9**	**766,8**	**65,7%**
Margem EBITDA Ajustada	32%	9%		30%	17%	

[8] Os resultados consolidados, proforma, não auditados, de 2021 e do 1T22 foram reapresentados e as alterações foram consideradas nessa divulgação, bem como na planilha interativa disponível no *website*.

Receita Líquida

A receita operacional líquida no 3T22 foi de R$1.539 milhões, uma redução de 18% em relação aos R$1.880 milhões do mesmo período do ano anterior, majoritariamente decorrente de:

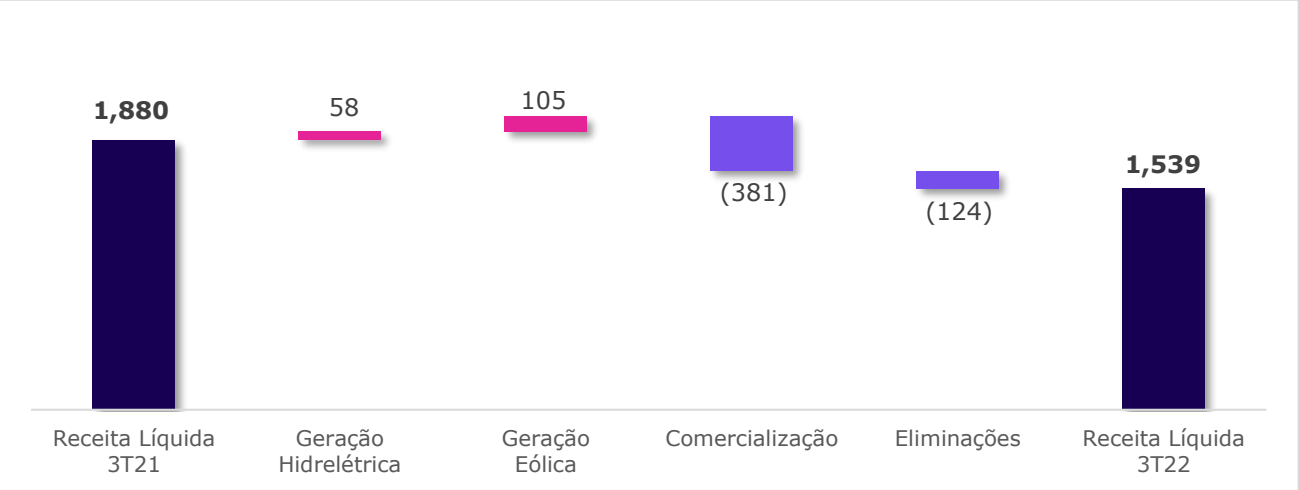
(a) **Geração hidrelétrica:** incremento de R$58 milhões ou 16% em relação ao 3T21, devido, principalmente, ao reajuste dos contratos por inflação no 3T22 e ao encerramento dos instrumentos financeiros derivativos em moeda estrangeira em dezembro de 2021;

(b) **Geração eólica:** incremento de R$105 milhões explicado, principalmente, pelo restabelecimento total da disponibilidade operacional do parque Ventos do Araripe III no 2T22, além de R$23 milhões referentes ao início da operação dos parques Ventos do Piauí II e III, que corresponderam a 15% do total da receita do segmento eólico;

(c) **Comercialização:** redução de 24% ou R$381 milhões na receita proveniente das operações de *trading* de energia, explicada pelos menores preços de mercado, totalizando uma receita de R$1.219 milhões no 3T22 versus R$1.600 milhões no 3T21; e

(d) **Eliminações:** redução de R$124 milhões, explicado, principalmente, pelo aumento do volume de operações *intercompany* entre os ativos de geração e a Comercializadora. Para melhor entendimento dessas operações, acesse a seção "Informações Importantes" desse documento.

Gráfico 12 - Evolução Receita Líquida 3T21 versus 3T22 (R$ milhões)



A tabela com o detalhamento da composição da Receita Líquida por segmento no trimestre e no período acumulado está disponível na seção "Anexos" desse documento.

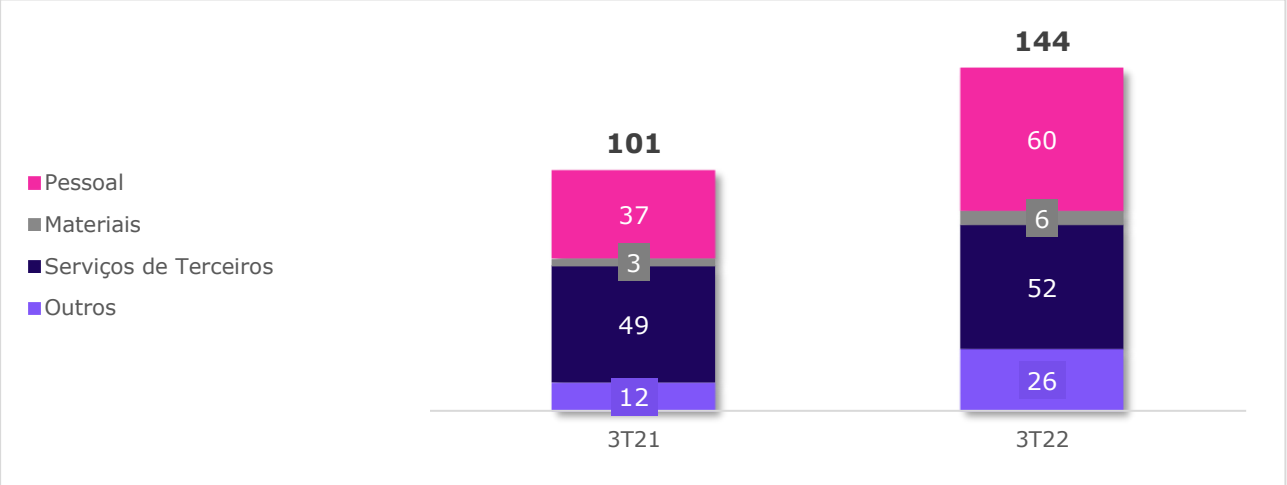
Custos e Despesas Operacionais

Os custos e as despesas[9] operacionais totalizaram R$1.197 milhões no 3T22 frente a um montante de R$2.001 milhões no 3T21, uma redução de R$804 milhões na comparação entre os períodos, excluindo o impacto de R$782 milhões de repactuação do risco hidrológico ocorrido no 3T21. Esse decréscimo pode ser explicado por:

(a) Custo com energia: redução de R$662 milhões ou 39% (R$1.057 milhões no 3T22 versus R$1.719 milhões no 3T21), explicada, principalmente, por:

- **Geração hidrelétrica:** redução de R$34 milhões em energia comprada para equacionamento do balanço energético, em virtude de menores preços médios praticados, principalmente devido ao melhor GSF no período (75% no 3T22 versus 51% no 3T21);
- **Geração eólica:** aumento de R$5 milhões, devido à entrada parcial de operação de Ventos do Piauí II e III, totalizando R$12 milhões no 3T22 versus R$6 milhões no 3T21 e os reajustes das tarifas TUST e TUSDg;
- **Comercialização:** redução de R$510 milhões, totalizando R$1.148 milhões no 3T22 versus R$1.659 milhões no 3T21, principalmente em virtude dos menores preços de mercado; e
- **Eliminações *intercompany***: aumento na eliminação de R$124 milhões no 3T22, devido ao incremento do volume de energia comercializada referente às operações *intercompany*. Para melhor entendimento dessas operações, acesse a seção "Informações Importantes" desse documento.

Gráfico 13 - Despesas com PMSO (R$ milhões)



[9] Esse total inclui Custo com Compra de Energia, Custo com Operação e Despesas Operacionais Líquidas.

(b) **PMSO:** aumento de R$43 milhões na comparação entre os períodos (R$144 milhões no 3T22 versus R$101 milhões no 3T21), sobretudo por efeito inflacionário e eventos não recorrentes, entre os quais:

- **Pessoal (P):** incremento de R$23 milhões (R$60 milhões no 3T22 versus R$37 milhões no 3T21) ainda com efeitos referentes à reorganização e formação da Auren, especialmente relacionados às mudanças do desenho organizacional e da reestruturação dos times operacionais, sobretudo com efeitos na Comercializadora e *Holding*. Despesas não recorrentes nesse aumento somam R$4,3 milhões, majoritariamente ocorridas no segmento hidrelétrico;

- **Materiais e Serviços de Terceiros (MS):** aumento de R$6 milhões (R$58 milhões no 3T22 versus R$52 milhões no 3T21), com impacto da entrada em operação de aerogeradores de Ventos do Piauí II e III e por maiores despesas com manutenção e outros serviços no segmento hidrelétrico. Despesas com avaliação de novas oportunidades de investimento também foram contabilizados neste trimestre. Despesas não recorrentes nesse incremento somam R$2 milhões; e

- **Outras Despesas (O):** aumento de R$14 milhões no período (R$26 milhões no 3T22 versus R$12 milhões no 3T21), referentes a gastos com seguros e outros. Despesas não recorrentes nesse incremento somam R$5,5 milhões, que ocorreram nos segmentos hidrelétrico e de comercialização.

(c) **Outras despesas:**

- **Reversão de provisão para litígios:** a Companhia registrou reversão de provisão de R$2 milhões no 3T22 versus R$240 milhões no 3T21, o que causou uma variação negativa no resultado líquido; e

- **Contratos futuros de energia (MtM):** efeito positivo (receita) de R$130 milhões (R$188 milhões no 3T22 versus R$58 milhões no 3T21), principalmente em virtude de variação no saldo da marcação à mercado, sendo esse um efeito não-caixa.

EBITDA Ajustado

O EBITDA Ajustado consolidado totalizou R$498 milhões no 3T22, com margem de 32%, um aumento de R$333 milhões em relação ao mesmo período de 2021. A variação do EBITDA Ajustado no trimestre pode ser explicada, principalmente, por:

(a) **Geração Hidrelétrica**: efeito positivo de R$58 milhões totalizando R$255 milhões no 3T22 versus R$197 milhões no 3T21, principalmente explicado por:

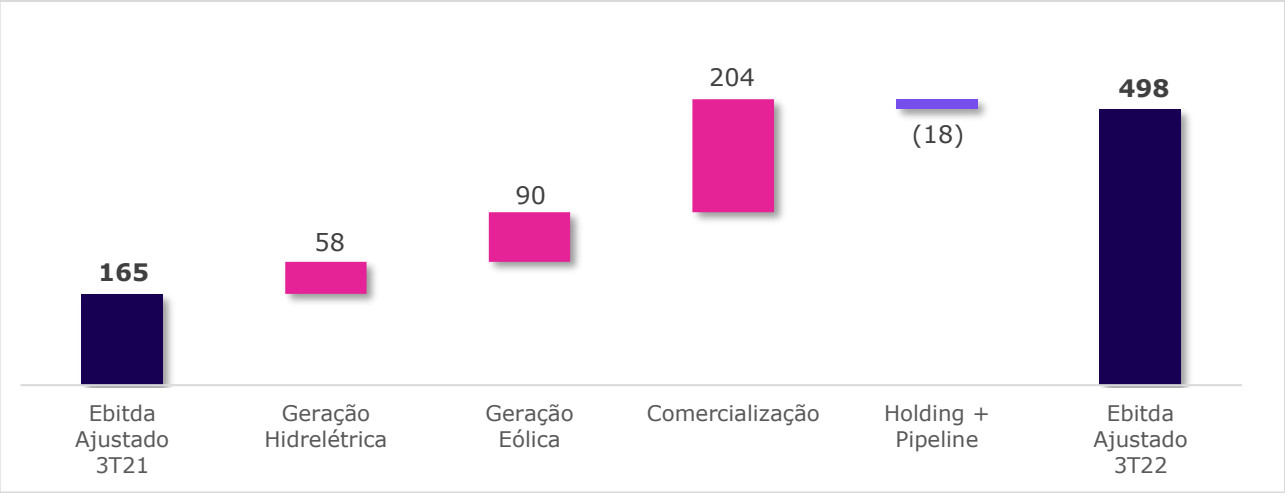
- Incremento de R$93 milhões na margem de energia, devido a atualização dos contratos de venda combinado com uma melhor performance na equalização do balanço energético, refletido por um cenário hídrico mais favorável no 3T22 comparado com 3T21; e
- Impacto negativo de R$30 milhões de dividendos das investidas, resultado do deslocamento temporal do fluxo de caixa gerado pelo adiantamento de R$92 milhões no 2T22.

(b) **Geração Eólica:** variação positiva de R$90 milhões, totalizando R$104 milhões no 3T22 versus R$15 milhões no 3T21, devido à maior receita operacional com a normalização da geração em Ventos do Araripe III e com a entrada em operação dos parques Ventos do Piauí II e III;

(c) **Comercialização:** efeito positivo de R$204 milhões na comparação entre os períodos é explicado majoritariamente pelo resultado da marcação a mercado das posições em energia. Esse efeito positivo desconsidera R$341 milhões de marcação a mercado dos contratos *intercompany*. Tais impactos de marcação a mercado ocorreram devido à natureza dos contratos que foram ajustados no resultado e eliminados, e que, portanto, não impactam o resultado consolidado da Auren, conforme Demonstração do Resultado do Exercício (DRE) disponibilizada ao final desse documento. Para melhor entendimento dessas operações, acesse a seção "Informações Importantes" desse documento; e

(d) ***Holding* e *Pipeline*:** impacto explicado, principalmente, por despesas relacionados a reestruturação dos times operacionais e despesas com avaliação de novas oportunidades de investimentos, totalizando um resultado negativo em R$39 milhões no 3T22 versus R$21 milhões no 3T21, considerando o efeito das eliminações de R$152 milhões no período.

Gráfico 14 - Evolução EBITDA Ajustado 3T21 versus 3T22 (R$ milhões)



A evolução do EBITDA Ajustado demonstrado acima desconsidera as eliminações nos seus correspondentes segmentos, sendo R$341 milhões no segmento de Comercialização e R$152 milhões no segmento *Holding + Pipeline*. A tabela com o detalhamento da composição do EBITDA Ajustado por segmento no trimestre e período acumulado está disponível na seção "Anexos" desse documento.

Resultado Financeiro

Tabela 10 – Resultado Financeiro Consolidado

R$ milhões	3T22	3T21	Var. %	9M22	9M21	Var. %
Receitas Financeiras	112,8	49,8	126,4%	305,7	72,4	322,3%
Despesas Financeiras	(165,8)	(198,9)	-16,6%	(712,7)	(635,4)	12,2%
Encargos de Dívidas	(84,0)	(58,3)	44,0%	(202,3)	(165,1)	22,5%
Atualização Monetária	9,9	(54,3)	-118,3%	(146,6)	(136,7)	7,3%
Atualização Monetária sobre Provisões para Litígios	(17,7)	(17,1)	3,3%	(93,9)	(145,4)	-35,4%
Baixa de Depósitos Judiciais	-	(6,0)	-100,0%	(2,5)	(7,8)	-67,9%
Atualização do Saldo de Benefícios Pós-Emprego	(41,8)	(39,5)	5,9%	(118,0)	(118,6)	-0,5%
Resilição Contratual Bancária	-	-	-	(28,0)	-	-
Encargos sobre Operações de Desconto	(12,1)	(4,8)	152,1%	(36,5)	(10,3)	254,1%
Outras Despesas Financeiras, líquidas	(20,1)	(18,8)	6,7%	(84,9)	(51,5)	64,9%
Resultado Financeiro Líquido	**(53,1)**	**(149,1)**	**-64,4%**	**(406,9)**	**(563,0)**	**-27,7%**

No 3T22, houve uma melhora no resultado financeiro líquido com a contabilização de uma despesa financeira de R$53 milhões em relação aos R$149 milhões no 3T21. A melhora do resultado pode ser explicada, principalmente, por:

(a) Receita financeira: incremento de R$72 milhões na receita financeira, devido, principalmente, ao maior volume de caixa aplicado no período e

pela alta do Certificado de Depósito Interbancário (CDI) médio;

(b) **Encargos de dívidas:** incremento de R$26 milhões devido ao maior endividamento bruto, que totalizou R$5,8 bilhões no 3T22, versus R$4,3 bilhões no 3T21; e

(c) **Atualização monetária:** no 3T22, a variação monetária foi positiva em R$10 milhões, devido à deflação de 1,3% no IPCA do período.

Resultado Líquido

Tabela 11 – Resultado Líquido Consolidado

R$ milhões	3T22	3T21	Var. %	9M22	9M21	Var. %
EBITDA	**503,2**	**836,2**	**-39,8%**	**1.104,0**	**1.575,1**	**-29,9%**
Depreciação e Amortização	(161,4)	(175,7)	-8,2%	(504,8)	(501,1)	0,7%
Resultado Financeiro	(53,1)	(149,1)	-64,4%	(407,0)	(562,9)	-27,7%
IR/CS	(111,0)	(237,8)	-53,3%	(117,4)	(275,9)	-57,4%
Equivalência Patrimonial	52,3	53,4	-2,0%	147,8	143,2	3,2%
Resultado Líquido	**230,1**	**326,9**	**-29,6%**	**222,6**	**378,4**	**-41,2%**

O Resultado Líquido no 3T22 foi positivo em R$230 milhões versus R$327 milhões 3T21, devido, principalmente, a:

(a) **EBITDA**: a Companhia registrou um EBITDA consolidado (pré-ajustes) de R$503 milhões, uma redução de R$333 milhões, comparados com os R$836 milhões registrados no 3T21, considerando os efeitos não-recorrentes de repactuação do risco hidrológico e *impairment*;

(b) **Resultado financeiro**: redução de R$96 milhões na despesa financeira líquida no 3T22 em relação ao 3T21, principalmente explicada pelo aumento da receita financeira, decorrente de maior posição de caixa, e por menor atualização monetária sobre a dívida, devido à deflação do período; e

(c) **Reversão de provisão para litígios:** a Companhia registrou reversão de provisão de R$2 milhões no 3T22 versus R$240 milhões no 3T21, o que causou uma variação negativa no resultado líquido.

Endividamento

O endividamento bruto da Companhia ao final do 3T22, era de R$5,8 bilhões em comparação aos R$4,3 bilhões no 3T21.

A posição de caixa e de equivalentes ao final do 3T22 era de R$3,1 bilhões versus R$1,7 bilhão no mesmo período do ano passado. Esse saldo reflete, principalmente: (i) o aporte recebido do acionista controlador CPP Investments, em fevereiro de 2022, no contexto da reorganização societária, no valor total de R$1,5 bilhão; (ii) a emissão de debêntures no valor de R$300 milhões, em dezembro de 2021, para investimentos e reforço de caixa.

Com isso, a dívida líquida consolidada da Companhia, no encerramento do 3T22, era de R$2,7 bilhões, com prazo médio de 7,3 anos e custo médio pré-fixado da carteira de 10,8% a.a. (IPCA + 4,8% a.a. ou CDI -0,9% a.a.).

A alavancagem, medida pela relação entre dívida líquida e EBITDA Ajustado, encerrou o 3T22 em 1,7x versus 2,5x no 3T21.

Gráfico 15 - Cronograma de Amortização da Dívida (R$ milhões)

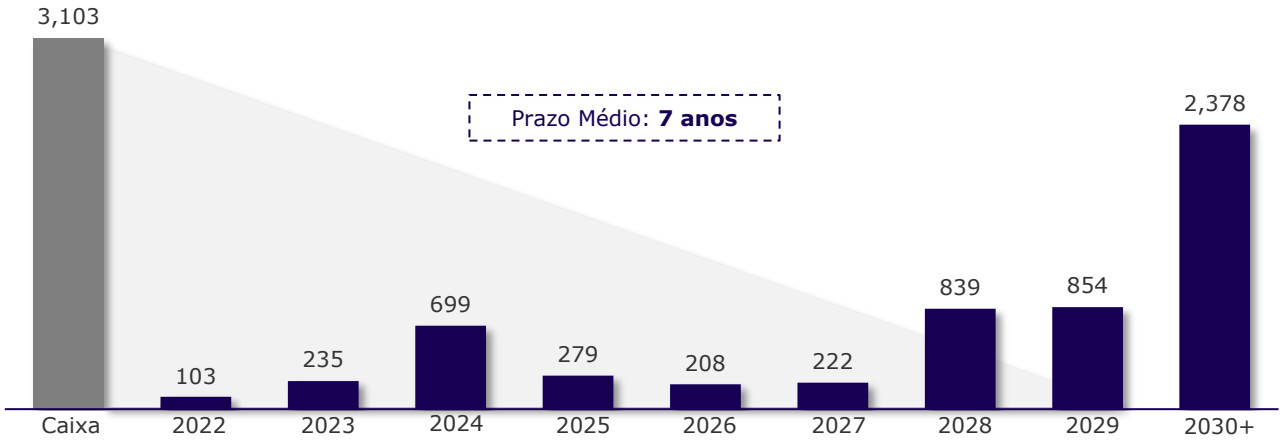
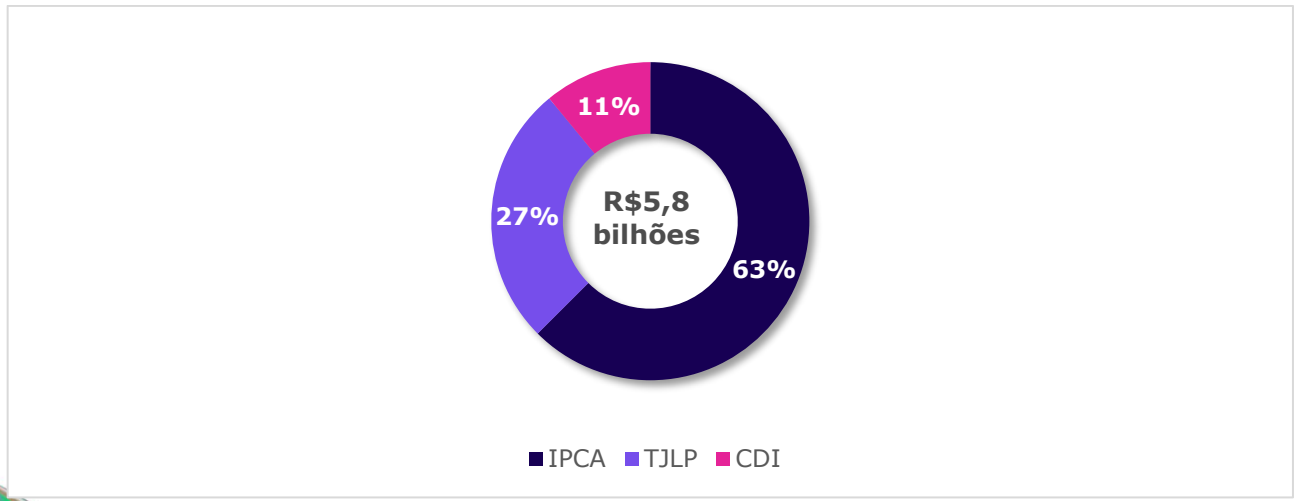


Gráfico 16 - Dívida Bruta por Indexador (%)



O quadro com o detalhamento da composição da carteira de dívida da Companhia está disponível na seção "Anexos" desse documento, bem como os *ratings* de crédito da Companhia, suas subsidiárias e seus instrumentos de dívida.

Fluxo de Caixa Livre

Tabela 12 – Fluxo de Caixa Livre Consolidado

R$ milhões	3T22	3T21	Var. %	9M22	9M21	Var. %
EBITDA Ajustado	497,9	164,6	202,6%	1.270,9	766,8	65,7%
IR/CS Caixa	(7,2)	(10,4)	-30,7%	(45,7)	(63,1)	-27,6%
Capital de Giro	(150,8)	110,0	N.M.	(159,3)	319,3	N.M.
CAPEX *Sustaining*	(4,4)	(1,0)	330,7%	(7,9)	(4,6)	70,6%
Fluxo de Caixa Operacional	335,6	263,2	27,5%	1.058,1	1.018,4	3,9%
Serviço de Dívida	(76,8)	(70,5)	9,0%	(211,7)	(179,0)	18,2%
Fluxo de Caixa Operacional após Serviço da Dívida	**258,8**	**192,7**	**34,3%**	**846,4**	**839,3**	**0,8%**
CAPEX Projetos	(431,0)	(348,8)	23,6%	(1.412,8)	(396,0)	256,8%
Pagamento de Litígio	(20,4)	(46,7)	-56,3%	(121,9)	(75,5)	61,4%
Captações	159,0	537,0	-70,4%	902,9	538,8	67,6%
Amortizações	(27,0)	(27,5)	-1,7%	(78,9)	(79,9)	-1,2%
Aumento de Capital Social	-	-	-	1.500,0	-	-
Migração VIVEST	(306,0)	-	-	(306,0)	-	-
Recompra de Ações (ADR CESP)	-	-	-	-	(3,3)	-
Dividendos	-	(148,6)	-	(100,0)	(602,4)	-83,4%
Fluxo de Caixa Livre	**(366,7)**	**158,1**	**N.M.**	**1.229,7**	**221,1**	**456,1%**

A Companhia encerrou o 3T22 com R$259 milhões de geração de caixa operacional após serviço da dívida, o que representa um índice de conversão de caixa de 52%. A variação no fluxo de caixa operacional entre os trimestres ocorreu, principalmente, devido a:

(a) **EBITDA Ajustado:** R$498 milhões, um aumento de 203% e margem EBITDA Ajustada de 32% (+23 p.p. versus margem EBITDA Ajustada de 9% 3T21).

(b) **Capital de Giro:** desembolso de R$152 milhões no 3T22, versus um saldo positivo de R$110 milhões no 3T21:

- Pagamento das parcelas do plano de equacionamento do plano de pensão (VIVEST), no valor de R$15 milhões no 3T22, sendo que esse efeito não transita pelo resultado;

- Variação da marcação a mercado da atividade de comercialização de R$130 milhões, sendo esse um efeito não-caixa, gerando um

impacto negativo de R$188 milhões no 3T22 versus R$58 milhões no 3T21, sendo esse um efeito isolado do segmento de comercialização e eliminado no resultado consolidado da Auren; e

- Impacto negativo de R$13 milhões entre os períodos referente ao ressarcimento relacionado aos contratos do ACR, principalmente, devido a indisponibilidade parcial e redução da geração de Ventos do Araripe III em 2021. O desembolso de caixa está atrelado à comunicação prévia da CCEE.

O fluxo de caixa livre registrado no 3T22 foi negativo em R$367 milhões, uma redução de R$525 milhões quando comparado ao 3T21, em virtude dos fatores mencionados acima, adicionalmente ao:

(a) **CAPEX de projetos:** incremento do CAPEX dispendido para construção dos projetos em desenvolvimento atualmente (Ventos do Piauí II e III), no valor de R$82 milhões no 3T22; e

(b) **Migração VIVEST:** pagamento de R$306 milhões referentes ao déficit migrado, em resultado do exercício da opção de migração dos participantes do plano de benefício definido para o plano de contribuição definida.

Contencioso Passivo e Ativo

Contencioso Passivo

Em linha com a estratégia do contencioso passivo da Auren, a partir do 1T22 o passivo total exclui o montante com probabilidade de perda estimada como remota.

Atualmente, a Companhia é parte em processos judiciais que representam uma contingência passiva total de R$3,1 bilhões, sendo R$1,4 bilhão com probabilidade de perda estimada como provável e o saldo remanescente classificado com probabilidade de perda estimada como possível.

Após o fechamento do 2T22, houve uma redução de R$111 milhões no contencioso passivo total, após atualização monetária e juros, que contempla acordos, encerramento de ações de forma favorável à Companhia, adequações de estimativa e prognóstico de outros processos.

No contencioso provável, o trimestre fechou com um decréscimo de R$22 milhões em relação ao 2T22, após atualização monetária e juros, devido aos acordos realizados no período, bem como revisão de estimativas conforme evolução processual dos casos.

Gráfico 17 - Perfil do Contencioso Passivo (R$ % Total)[15]

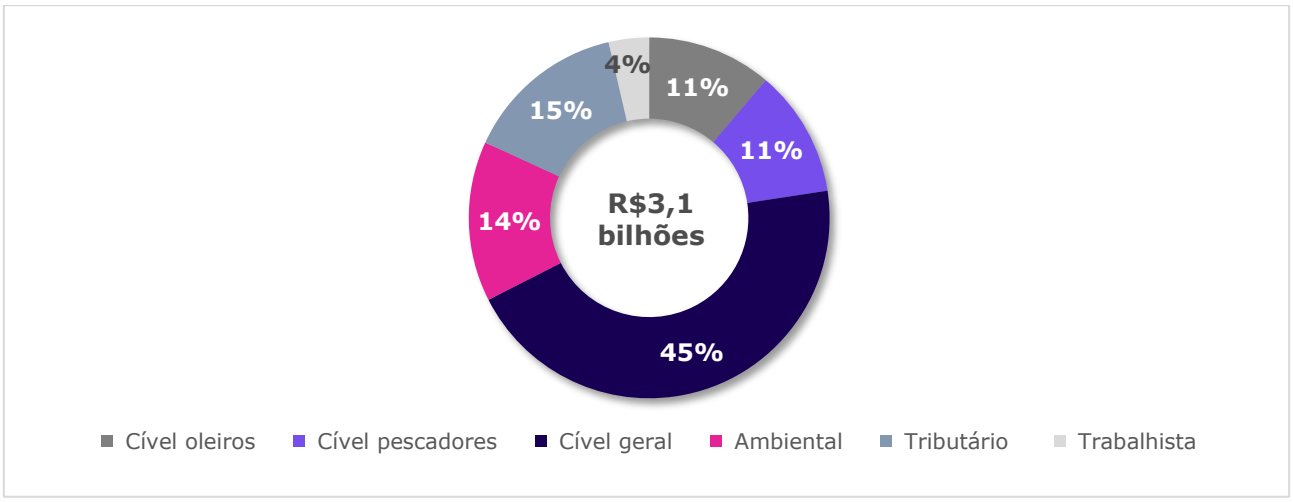
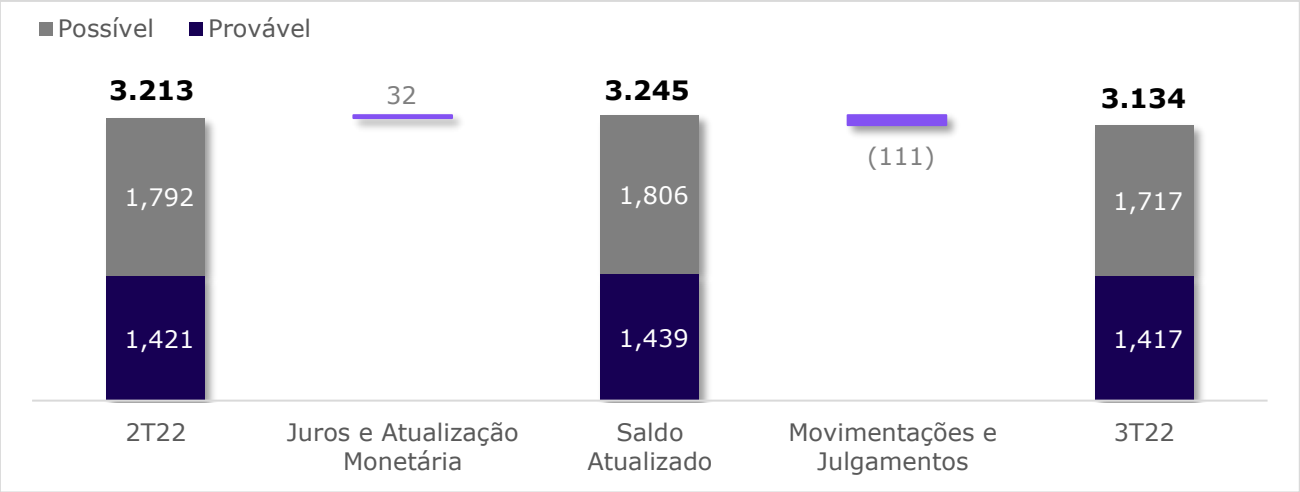


Gráfico 18 - Evolução das Ações Judiciais [10] (R$ milhões)



A Companhia esclarece 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.

Contencioso Ativo – Três Irmãos

O processo que discute o valor de indenização pela reversibilidade da UHE Três Irmãos (processo nº 45939-32.2014.4.01.3400) transita em 1ª instância e está em fase de instrução probatória, com discussões a respeito do último laudo do perito judicial, que avaliou os ativos reversíveis em R$4,7 bilhões (a valores históricos de junho de 2012).

Em 16/08/2022, foi proferida decisão pelo juiz de 1ª instância, que não acolheu o pedido da União Federal para a emissão de novo laudo pericial, por considerar suficiente a referida avaliação técnica existente no processo. Contudo, o juiz entendeu ser necessária a nomeação de um novo perito judicial, com especialidade na área de engenharia elétrica e experiência em geração e tarifação, a fim de que seja emitido um laudo complementar que esclareça, especificamente, a ocorrência de eventual amortização dos custos de investimento com as tarifas recolhidas.

Portanto, na melhor avaliação e interpretação da Companhia, deverá ser emitido laudo complementar apenas referente ao ponto acima mencionado, de modo que, atualmente, aguarda-se a nomeação do novo perito para tal ato.

[10] O valor apresentado contempla a carteira de ações judiciais combinada das empresas após o processo de reorganização societária.

Plano de Pensão - VIVEST

A partir de 2020 a alta expressiva do Índice Geral de Preços – Disponibilidade Interna (IGP-DI) quando comparada aos demais índices inflacionários, juntamente a um cenário econômico desfavorável, contribuiu para um aumento do déficit nos planos de benefícios previdenciários com renda vitalícia, contratados junto à VIVEST pela CESP, subsidiária integral da Auren, no período de controle estatal.

Para mitigação desse risco atuarial, a CESP tem executado uma série de ações nos seus planos de previdência complementar com renda vitalícia. Uma das principais frentes de atuação foi o lançamento do plano de migração voluntária, que possibilitou aos participantes dos planos de benefício definido (Plano de Suplementação de Aposentadoria e Pensão - PSAP) transferir o seu patrimônio para um plano de contribuição definida (CD).

A migração foi executada em 01 de julho de 2022, de forma que a CESP liquidou o valor de R$306 milhões em agosto de 2022, referente ao pagamento do déficit migrado, encerrando essa etapa do processo contínuo de mitigação do risco atuarial. Cerca de 1.200 beneficiários aderiram ao plano de migração, correspondendo a, aproximadamente, 18% do passivo total atuarial, totalizando R$1,4 bilhão de Reserva Matemática Individual (RMI).

Com essa medida, especificamente, a parcela de participantes migrada deixou de ter seus benefícios vinculados à renda vitalícia e, portanto, não impactará potenciais déficits atuariais futuros da Companhia.

A migração resultou em uma redução do passivo atuarial líquido de R$326 milhões, correspondente à parcela do saldo devedor que foi transferida para o plano CD, que comparado aos R$306 milhões pagos referentes ao déficit migrado, resultam em um ganho de R$21 milhões, reconhecido neste 3T22 como Outras Receitas Operacionais e seus respectivos efeitos tributários.

Com a migração parcial, foram eliminadas todas as obrigações futuras, legais ou construtivas, em relação aos benefícios oferecidos pelo plano de benefício definido aos participantes que exerceram a opção pela mudança de plano previdenciário.

Aprimoramento da regulação relacionada às tarifas de uso do sistema de transmissão e distribuição

A ANEEL, através da Resolução Normativa 1.024/2022, que regula as alterações na estabilização tarifária do uso do sistema de transmissão (TUST), e da Resolução Normativa 1.041/2022 que rege alterações no sinal locacional desta respectiva tarifa, estabeleceu nova metodologia para o cálculo da TUST.

As alterações em questão podem ser resumidas nos três pontos abaixo:

- Alteração da estabilização tarifária: a tarifa de transmissão dos geradores de energia elétrica era fixada por 10 anos ou por todo o prazo da outorga (a depender do ambiente de comercialização da energia) e reajustada por inflação. A partir de julho de 2022, as tarifas passam a ser definidas anualmente;

- Alteração do sinal locacional: a nova metodologia tem a prerrogativa de alocar maiores custos de transmissão aos usuários que mais oneram este serviço de transmissão, isto é, aqueles que se situam mais distantes dos centros de consumo ou causam os maiores esforços de expansão da infraestrutura de rede; e

- Período de transição e atenuantes para o impacto tarifário: com o intuito de reduzir o impacto e a volatilidade tarifária, foi estabelecida uma banda de ±5% sobre as tarifas obtidas a partir da intensificação do sinal locacional. A tarifa a ser homologada pela ANEEL em si, e consequentemente aplicada aos geradores, será definida a partir da combinação das duas metodologias, a antiga e a nova, variando a sua composição a cada ano, e respeitando os limites fixados pela banda, até atingir a proporção equânime em julho de 2027. Isto ocorrerá com o aumento da proporção da tarifa obtida pela nova metodologia em 10% ao ano até atingir a proporção de 50% da precificação pela nova metodologia e os 50% remanescentes precificados pela metodologia antiga.

A Auren possui tarifa estabilizada, não passível das alterações apontadas acima até o respectivo vencimento do período de estabilização, para a totalidade de seus empreendimentos de geração, sejam aqueles em operação ou em construção:

- **UHE Porto Primavera:** 10 anos (jul/2019 a jun/2029)
- **Ventos do Piauí I:** por toda a outorga
- **Ventos do Araripe III:** por toda a outorga
- **Ventos do Piauí II e III:** 10 anos (jul/2022 a jun/2032)
- **Jaíba V:** 10 anos (jul/2023 a jun/2033)

Vale acrescentar que, pelos critérios divulgados até o momento, os três empreendimentos que a Companhia participa indiretamente e cujos períodos de estabilização vencem em junho de 2023, possuem a expectativa de redução das tarifas de transmissão em virtude de suas respectivas localizações:

- **UHE Campos Novos:** 10 anos (jul/2013 a jun/2023)
- **UHE Barra Grande:** 10 anos (jul/2013 a jun/2023)
- **UHE Machadinho:** 10 anos (jul/2013 a jun/2023)

Leilões de energia

O Ministério de Minas e Energia, por meio da Portaria Normativa nº 32/GM/MME, publicada em 20 de dezembro de 2021 (complementada pela Portaria nº 42/GM/MME), divulgou o cronograma de Leilões de Energia para o triênio 2022-2024. Esses certames são operacionalizados pela CCEE, com a coordenação da ANEEL.

Para o biênio 2023-2024 as referidas Portarias preveem leilões nos meses de:

- **Março:** Leilão de Reserva de Capacidade - Energia;
- **Agosto:** Leilão de Energia Nova - LEN A-4; e
- **Dezembro:** Leilões de Energia Existente (A-1) e (A-2).

Para o ano corrente, já foram realizados os Leilões de Energia Nova (A-4) e (A-5) em 27 de maio e 14 de outubro, respectivamente. Restam os Leilões de Energia Existente (A-1) e (A-2) programados para ocorrer em dezembro.

Além dos certames para a aquisição de energia, o governo tem promovido Leilões para a Contratação de Reserva de Capacidade, conforme previso na Lei nº 10.848 de 2004. Em 21 de dezembro de 2021, foi realizado o 1º Leilão de Reserva de Capacidade. Para o ano de 2022, o 2º Leilão de Reserva de Capacidade foi realizado em 30 de setembro, nos termos da Lei nº 14.182 de 2021 (Lei de Capitalização da Eletrobrás), contratando 670 MW médios por meio de 3 empreendimentos movidos à gás natural nacional, localizados no Estado do Amazonas.

Abertura do mercado de energia

O Ministério de Minas e Energia, por meio da Portaria MME nº 50/2022, publicada em 28 de setembro, estabeleceu nova etapa de abertura do mercado, em continuidade às Portarias nº 514/18 e nº 465/19, que reduziram gradualmente os limites mínimos de demanda contratada para permitir a migração dos consumidores de energia elétrica do Mercado Regulado para o Mercado Livre.

A medida é resultante da discussão com a sociedade por meio da Consulta Pública nº 131/2022, que permitiu a manifestação de diversas empresas, associações e instituições, muitas das quais apoiaram a proposta do Ministério. Com a publicação da Portaria, ampliou-se, a partir de 1 de janeiro de 2024, o direito de acesso ao Mercado Livre, a todos os consumidores do Grupo A, independentemente de sua demanda contratada, de forma que passam a poder escolher seus supridores de energia, desde que o façam por meio da representação de agente varejista perante a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE).

De acordo com dados da CCEE, disponibilizados na referida Consulta Pública e referentes a 2021, a nova etapa de abertura do mercado estenderá o direito de acesso ao Mercado Livre a consumidores que representam um consumo total de cerca de 3,9 GW médios, ou seja, 6% do consumo do Brasil, com relevantes oportunidades para a comercialização de energia.

Em 30 de setembro, o Ministério de Minas e Energia abriu nova Consulta Pública, com prazo de trinta dias para envio de contribuições, em que propõe duas novas etapas de abertura do mercado de energia, que ocorreriam a partir de 1 de janeiro de 2026 e 1 de janeiro de 2028. A partir da primeira data, o direito à escolha do supridor de energia se estenderia aos consumidores atendidos em baixa tensão com exceção daqueles enquadrados como residencial ou como rural, enquanto a partir da segunda data o direito se estenderia também aos consumidores residenciais e rurais. Assim como ocorreu na Portaria nº 50/22, os novos consumidores que exercessem o direito à migração ao Mercado Livre também precisariam ser representados por agente varejista.

Ainda de acordo com os números de 2021 divulgados pela CCEE, esses grupos que seriam beneficiados com o direito de acesso ao Mercado Livre, conforme esta última Consulta Pública, representam respectivamente cerca de 10% e 27% do consumo do Brasil.

Segmentação dos Resultados

A segmentação do negócio apresentada aqui reflete:

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

Para baixar a planilha com os resultados segmentados, clique aqui.

Operações *Intercompany*

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

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

As operações *intercompany* mencionadas são eliminadas (coluna de Eliminações) para consolidação dos resultados da Auren Energia.

Importante ressaltar que a Companhia, após a conclusão da operação de reorganização societária, está passando por diversos processos de integração de suas operações e poderá haver uma revisão da estrutura societária e transações *intercompany* aqui

apresentadas. A Auren manterá o mercado informado sobre essas alterações para que haja o melhor entendimento dos resultados apresentados.

Impactos das Operações *Intercompany* no 3T22

As empresas Votorantim Energia e CESP, antes da formação da Auren, detinham individualmente contratos de compra e venda de energia nas suas respectivas comercializadoras e ativos de geração. Durante os últimos meses, a Auren tem se reestruturado no segmento de Comercialização com o objetivo de consolidar esses contratos na Auren Comercializadora. Neste contexto, as seguintes iniciativas foram implementadas até o final do 3T22:

- Transferência de cerca de 85% dos contratos de compra e venda de energia futura com terceiros (exceto transações com restrições contratuais ou regulatórias) dos ativos de geração para a Auren Comercializadora; e

- Criação de contratos *intercompany* de venda da energia excedente entre os segmentos de Geração e de Comercialização da Auren com o objetivo de equalizar o balanço energético da Companhia.

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

Além disso, o fato de a Auren Comercializadora ter como política contábil classificar seus contratos de compra e venda futura de energia com terceiros e *intercompany* como instrumentos financeiros mensurados ao valor justo pelo resultado (marcação à mercado), foi registrado um ganho não recorrente de R$341 milhões em "Outros Resultados" no Segmento de Comercialização proveniente do efeito da marcação à mercado inicial desses contratos.

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

- Contratos de "*wholesale*": são contratos classificados fora do alcance do CPC 48, uma vez que continuam mantidos para fins de recebimento ou entrega de item não financeiro, e não são marcados à mercado; e

- Contratos de "*trading*": são contratos classificados dentro do alcance do CPC 48, classificados como instrumentos financeiros reconhecidos pelo valor justo na data

em que o respectivo contrato é celebrado e são, subsequentemente, marcados à mercado ao seu valor justo.

Visando refletir esse cenário, o ajuste na coluna "Eliminações" no valor de R$341 milhões do segmentado está relacionado à eliminação deste efeito não recorrente. No resultado consolidado, o efeito de marcação à mercado que permanece, refere-se à atividade de *trading*.

A Companhia estima concluir o processo de reestruturação desses contratos de compra e venda com terceiros na Auren Comercializadora durante o último trimestre de 2022.

Equivalência Patrimonial

Os resultados que compõe a equivalência patrimonial contabilizada pela Companhia são provenientes das participações societárias indiretas nos ativos hidrelétricos (CBA Energia, Pollarix e Pinheiro Machado) e na empresa Way2.

As eliminações apresentadas no resultado consolidado, além das operações *intercompany* mencionadas no tópico anterior, incluem os resultados de cada uma das empresas que a Auren detém participação e que são consolidadas para fins das demonstrações financeiras, como nos casos da CESP, Auren Comercializadora (antiga Votener), empresas dos complexos eólicos de Ventos do Piauí I, II e III e Ventos do Araripe III e Jaíba V, essencialmente.

As participações minoritárias detidas pela Auren nas empresas CBA Energia, Pollarix, Pinheiro Machado e a participação da Auren Comercializadora (antiga Votener) na empresa Way2 não são eliminadas para fins contábeis por não atenderem aos critérios de consolidação das suas participações.

Projeto Eólico Serra de Ibiapaba

Por ocasião do anúncio da proposta de reorganização societária que resultou na formação da Auren, conforme divulgado pela CESP ao mercado por meio do Fato Relevante de 18 de outubro de 2021, foi informado que, dentre outros atos societários, seria realizada a segregação do projeto eólico Serra de Ibiapaba (o qual, naquele momento, pertencia à VTRM (atual Auren), ora controladora da CESP e detida pela Votorantim Energia e CPP Investments), com sua a posterior transferência a uma nova *joint-venture* (JV) a ser controlada pela Votorantim S.A. e o CPP Investments.

O projeto eólico *greenfield* Serra de Ibiapaba possui uma capacidade instalada estimada, pelo *layout target* atual, de 382 MW e localiza-se nos municípios de Carnaubal e Guaraciaba do Norte, no estado do Ceará.

Em virtude de avanços recentes no desenvolvimento preliminar deste projeto, o Conselho de Administração da Auren, por unanimidade de seus membros, e, em comum acordo com as contrapartes (Votorantim S.A. e CPP Investments), decidiu pela rescisão do acordo que previa a segregação deste projeto e sua transferência à JV, mencionada acima. Desta forma, o projeto eólico Serra de Ibiapaba permanecerá na Auren e passará a integrar sua carteira de projetos *greenfield*, sem qualquer custo ou ônus adicional à Companhia.

Anexos

DRE e EBITDA Ajustado – Visão Segmentada

▪ 3T22

	Consolidado			Geração Hidrelétrica			Geração Eólica			Comercialização			Holding			Eliminações		
R$ mil	**3T22**	**3T21**	***Var. %***	**3T22**	**3T21**	***Var. %***	**3T22**	**3T21**	***Var. %***	**3T22**	**3T21**	***Var. %***	**3T22**	**3T21**	***Var. %***	**3T22**	**3T21**	***Var. %***
Receita bruta	1.756.361	2.083.011	-16%	488.736	421.557	16%	155.066	47.318	228%	1.389.161	1.757.439	-21%	-	-	-	(276.602)	(143.303)	93%
Receita líquida	**1.538.901**	**1.879.887**	**-18%**	***424.630***	***366.194***	**16%**	***148.984***	***44.132***	**238%**	***1.218.969***	***1.599.608***	**-24%**	**-**	**-**	**-**	***(253.682)***	***(130.047)***	**95%**
Custo com energia	(1.056.597)	(1.719.007)	-39%	(149.843)	(183.957)	-19%	(11.969)	(6.484)	85%	(1.148.467)	(1.658.613)	-31%	-	-	-	253.682	130.047	95%
Custo com operação	(177.481)	(181.000)	-2%	(113.590)	(126.493)	-10%	(63.890)	(54.495)	17%	(1)	(12)	-92%	-	-	-	-	-	-
Repactuação do risco hidrológico	-	781.974	-100%	-	781.974	-100%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Lucro (prejuízo) bruto	**304.823**	**761.854**	**-60%**	***161.197***	***837.718***	**-81%**	***73.125***	***(16.847)***	**N.M.**	***70.501***	***(59.017)***	**N.M.**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
Receitas (despesas) operacionais	37.062	(101.396)	N.M.	3.283	(79.805)	N.M.	(2.044)	(1.606)	27%	447.035	31.715	1310%	(70.441)	(51.700)	36%	(340.771)	-	-
Equivalência patrimonial	52.300	53.373	-2%	57.291	48.911	17%	-	-	-	(1.233)	-	-	255.448	68.270	274%	(259.206)	(63.808)	306%
Resultado financeiro	(53.053)	(149.130)	-64%	(58.947)	(123.212)	-52%	(24.048)	(42.022)	-43%	(5.987)	2.589	N.M.	35.929	13.515	166%	-	-	-
Lucro (prejuízo) antes do IR/CSLL	**341.132**	**564.701**	**-40%**	***162.824***	***683.612***	**-76%**	***47.033***	***(60.475)***	**N.M.**	***510.316***	***(24.713)***	**N.M.**	***220.936***	***30.085***	**634%**	***(599.977)***	***(63.808)***	**840%**
Imposto de renda e contribuição social	(111.046)	(237.767)	-53%	(38.831)	(234.916)	-83%	(16.868)	(4.428)	281%	(180.582)	(4.707)	3736%	9.373	6.284	49%	115.862	-	-
Lucro (prejuízo) líquido	**230.086**	**326.934**	**-30%**	***123.993***	***448.696***	**-72%**	***30.165***	***(64.903)***	**N.M.**	***329.734***	***(29.420)***	**N.M.**	***230.309***	***36.369***	**533%**	***(484.115)***	***(63.808)***	**659%**
Imposto de renda e contribuição social	111.046	237.767	-53%	38.831	234.916	-83%	16.868	4.428	281%	180.582	4.707	3736%	(9.373)	(6.284)	49%	(115.862)	-	-
Lucro antes dos impostos	**341.132**	**564.701**	**-40%**	***162.824***	***683.612***	**-76%**	***47.033***	***(60.475)***	**N.M.**	***510.316***	***(24.713)***	**N.M.**	***220.936***	***30.085***	**634%**	***(599.977)***	***(63.808)***	**840%**
Equivalência patrimonial	(52.300)	(53.373)	-2%	(57.291)	(48.911)	17%	-	-	-	1.233	-	-	(255.448)	(68.270)	274%	259.206	63.808	306%
Resultado financeiro líquido	53.053	149.130	-64%	58.947	123.212	-52%	24.048	42.022	-43%	5.987	(2.589)	N.M.	(35.929)	(13.515)	166%	-	-	-
Depreciação e Amortização	161.353	175.739	-8%	95.671	110.843	-14%	33.779	33.610	1%	442	702	-37%	31.461	30.584	3%	-	-	-
EBITDA	**503.238**	**836.197**	**-40%**	***260.151***	***868.756***	**-70%**	***104.860***	***15.157***	**592%**	***517.978***	***(26.600)***	**N.M.**	***(38.980)***	***(21.116)***	**85%**	***(340.771)***	**-**	**-**
Repactuação do risco hidrológico	-	(781.974)	-100%	-	(781.974)	-100%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Reversão de impairment de ativo imobilizado	-	299.452	-100%	-	299.452	-100%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Reversão de provisão para litígios	(1.662)	(239.822)	-99%	(1.662)	(239.822)	-99%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Dividendos recebidos	15.714	46.158	-66%	15.714	46.158	-66%	-	-	-	-	-	-	-	151.825	-100%	-	(151.825)	-100%
Baixa de depósitos judiciais	767	4.547	-83%	767	4.547	-83%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Efeito de migração do plano de benefícios	(20.148)	-	-	(20.148)		-												
EBITDA Ajustado	**497.909**	**164.558**	**203%**	***254.822***	***197.117***	**29%**	***104.860***	***15.157***	**592%**	***517.978***	***(26.600)***	**N.M.**	***(38.980)***	***130.709***	**N.M.**	***(340.771)***	***(151.825)***	**124%**
Margem EBITDA Ajustado	*32%*	*9%*	*24 p.p.*	*60%*	*54%*	*6 p.p.*	*70%*	*34%*	*36 p.p.*	*42%*	*-2%*	*44 p.p.*	-	-	-	*134%*	*117%*	*18 p.p.*

▪ 9M22

	Consolidado			Geração Hidrelétrica			Geração Eólica			Comercialização			Holding			Eliminações		
R$ mil	**9M22**	**9M21**	***Var. %***	**9M22**	**9M21**	***Var. %***	**9M22**	**9M21**	***Var. %***	**9M22**	**9M21**	***Var. %***	**9M22**	**9M21**	***Var. %***	**9M22**	**9M21**	***Var. %***
Receita bruta	4.850.428	5.114.834	-5%	1.457.617	1.291.135	13%	415.165	214.487	94%	3.623.698	3.963.629	-9%	-	-	-	(646.052)	(354.417)	82%
Receita líquida	**4.269.743**	**4.605.281**	**-7%**	***1.269.003***	***1.122.458***	**13%**	***398.796***	***202.691***	**97%**	***3.190.902***	***3.601.765***	**-11%**	**-**	**-**	**-**	***(588.958)***	***(321.633)***	**83%**
Custo com energia	(2.851.324)	(3.638.339)	-22%	(363.347)	(374.572)	-3%	(31.216)	(21.440)	46%	(3.045.719)	(3.563.960)	-15%	-	-	-	588.958	321.633	83%
Custo com operação	(520.981)	(496.721)	5%	(346.976)	(339.359)	2%	(173.876)	(157.276)	11%	(129)	(86)	50%	-	-	-	-	-	-
Repactuação do risco hidrológico	-	781.974	-100%	-	781.974	-100%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Lucro (prejuízo) bruto	**897.438**	**1.252.195**	**-28%**	***558.680***	***1.190.501***	**-53%**	***193.704***	***23.975***	**708%**	***145.054***	***37.719***	**285%**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
Receitas (despesas) operacionais	(298.241)	(178.244)	67%	(127.967)	45.988	N.M.	(6.453)	(5.340)	21%	371.238	(83.884)	N.M.	(194.288)	(135.008)	44%	(340.771)	-	-
Equivalência patrimonial	147.769	143.213	3%	163.011	140.136	16%	-	-	-	(2.148)	-	-	230.476	35.345	552%	(243.570)	(32.268)	655%
Resultado financeiro	(406.954)	(562.911)	-28%	(345.766)	(449.399)	-23%	(110.952)	(126.651)	-12%	(23.923)	(1.349)	1673%	73.687	14.488	409%	-	-	-
Lucro (prejuízo) anted do IR/CSLL	**340.012**	**654.253**	**-48%**	***247.958***	***927.226***	**-73%**	***76.299***	***(108.016)***	**-171%**	***490.221***	***(47.514)***	**N.M.**	***109.875***	***(85.175)***	**N.M.**	***(584.341)***	***(32.268)***	**1711%**
Imposto de renda e contribuição social	(117.430)	(275.892)	-57%	(36.410)	(291.021)	-87%	(39.859)	(11.469)	248%	(176.733)	2.039	N.M.	19.710	24.559	-20%	115.862	-	-
Lucro (prejuízo) líquido	**222.582**	**378.361**	**-41,2%**	***211.548***	***636.205***	**-67%**	***36.440***	***(119.485)***	**-130%**	***313.488***	***(45.475)***	**N.M.**	***129.585***	***(60.616)***	**N.M.**	***(468.479)***	***(32.268)***	**1352%**
Imposto de renda e contribuição social	117.430	275.892	-57%	36.410	291.021	-87%	39.859	11.469	248%	176.733	(2.039)	N.M.	(19.710)	(24.559)	-20%	(115.862)	-	-
Lucro antes dos impostos	**340.012**	**654.253**	**-48%**	***247.958***	***927.226***	**-73%**	***76.299***	***(108.016)***	**-171%**	***490.221***	***(47.514)***	**N.M.**	***109.875***	***(85.175)***	**N.M.**	***(584.341)***	***(32.268)***	**1711%**
Equivalência patrimonial	(147.769)	(143.213)	3%	(163.011)	(140.136)	16%	-	-	-	2.148	-	-	(230.476)	(35.345)	552%	243.570	32.268	655%
Resultado financeiro líquido	406.954	562.911	-28%	345.766	449.399	-23%	110.952	126.651	-12%	23.923	1.349	1673%	(73.687)	(14.488)	409%	-	-	-
Depreciação e Amortização	504.756	501.139	1%	307.542	305.944	1%	101.121	100.748	0%	1.667	2.695	-38%	94.426	91.752	3%	-	-	-
EBITDA	**1.103.953**	**1.575.090**	**-30%**	***738.255***	***1.542.433***	**-52%**	***288.372***	***119.383***	**142%**	***517.959***	***(43.470)***	**N.M.**	***(99.862)***	***(43.256)***	**131%**	***(340.771)***	**-**	**-**
Repactuação do risco hidrológico	-	(781.974)	-100%	-	(781.974)	-100%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Reversão de impairment de ativo imobilizado	-	299.452	-100%	-	299.452	-100%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Reversão de provisão para litígios	77.210	(450.631)	N.M.	77.210	(450.631)	N.M.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Dividendos recebidos	107.413	80.548	33%	107.413	80.548	33%	-	-	-	-	-	-	-	386.657	-100%	-	(386.657)	-100%
Baixa de depósitos judiciais	2.486	44.328	-94%	2.486	44.328	-94%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		-
Efeito de migração do plano de benefícios	(20.148)	-	-	(20.148)	-	-												-
EBITDA Ajustado	1.270.914	766.813	66%	905.216	734.156	23%	288.372	119.383	142%	517.959	(43.470)	N.M.	(99.862)	343.401	N.M.	(340.771)	(386.657)	-12%
Margem EBITDA Ajustado	*30%*	*17%*	*13 p.p.*	*71%*	*65%*	*6 p.p.*	*72%*	*59%*	*13 p.p.*	-	-	-	-	-	-	*58%*	*120%*	*-62 p.p.*

auren

Endividamento

	Dívida Bruta (R$ milhões)	Indexador	*Spread*	Amortização	Vencimento
Auren Energia	331,9				
1ª Debênture	331,9	CDI	1,48%	À vista	dez/24
CESP	2.111,3				
11ª Debênture	312,6	CDI	1,64%	7 anos	dez/25
12ª Debênture	1.798,7	IPCA	4,30%	10 anos	ago/30
Ventos do Piauí I	777,4				
BNDES	643,4	TJLP	2,16%	16 anos	jun/34
1ª Debênture	134,0	IPCA	5,47%	À vista	jun/24
Ventos do Piauí II e III	1.551,1				
BNDES	1.551,1	IPCA	4,56%	22 anos	mar/45
Ventos do Araripe III	1.107,9				
Repasse	439,7	TJLP	3,15%	12 anos	dez/29
BNDES	476,3	TJLP	2,49%	16 anos	jun/35
1ª Debênture	191,9	IPCA	6,99%	14 anos	jul/32
Total	**5.879,6**				

Ratings

	Agência	*Rating*	*Outlook*	Revisão
Auren - Corporativo	Fitch Ratings	BBB - | AAA (bra)	Negativo | Estável	mar/22
CESP - Corporativo	Standard & Poor's	BB - | br.AAA	Estável	mai/21
CESP - 12ª Debênture	Fitch Ratings	AAA (bra)	Negativo | Estável	jul/21
Ventos do Piauí I	Fitch Ratings	BB | AAA (bra)	Estável	mar/22
Ventos do Araripe III	Fitch Ratings	BB | AA- (bra)	Positivo	out/21

Portfólio de Ativos

Ativos em Operação

Ativo[1]	Fonte	Capacidade Instalada[2] (MW)	Garantia Física (MW médio)	Participação Econômica Indireta[3]
Porto Primavera	Hidrelétrica	1.540,0	886,8	100,0%
Paraibuna	Hidrelétrica	87,0	47,5	100,0%
Barra Grande (BAESA)	Hidrelétrica	71,2	39,2	10,3%
Campos Novos (ENERCAN)[4]	Hidrelétrica	143,9	61,9	16,3%
Campos Novos (ENERCAN)[5]	Hidrelétrica	131,9	57,1	15,0%
Amador Aguiar I e II	Hidrelétrica	40,6	25,7	9,0%
Igarapava	Hidrelétrica	35,9	22,9	17,1%
Picada	Hidrelétrica	35,7	22,1	71,4%
Machadinho	Hidrelétrica	38,8	16,2	3,4%
Ventos do Piauí I	Eólica	205,8	106,3	100,0%
Ventos do Araripe III	Eólica	357,9	178,5	100,0%
Total		**2.688,6**	**1.464,2**	

[1] Inclui ativos em que a Companhia possui investimentos: CBA Energia, Pollarix e Pinheiro Machado.
[2] Capacidade instalada proporcional à participação societária indireta da Companhia nos ativos.
[3] Participação econômica indireta da Auren nos ativos. No nível da *holding*, a Auren possui uma participação de dividendos diferenciada (CBA Energia +10%; Pollarix +25%; Pinheiro Machado +50%).
[4] *Holding* CBA Energia
[5] *Holding* Pollarix

Ativos em Construção

Ativo	Fonte	Capacidade Instalada (MW)	Garantia Física (MW médio)	Participação Econômica
Ventos do Piauí II e III	Eólica	409,2	197,0	100,0%
Sol do Piauí (Híbrido)	Solar	48,0	12,7	100,0%
Jaíba V	Solar	500,0	154,2	100,0%
Total		**957,2**	**363,9**	

Pipeline

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