

Release de Resultados

1T22



Webcast

16 de maio de 2022

(em português com tradução simultânea para o inglês)
11h00 (Brasília) / 10h00 (New York) / 15h00 (Londres)

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

Apresentação disponível em: ri.aurenenergia.com.br

Participantes locais: +55 (11) 3181-8565

Participantes internacionais: +1 (412) 717-9627 | +1 (844) 204-8942

Contatos

Relações com Investidores

Mario Bertoncini (Vice-Presidente de Finanças & Novos Negócios e DRI)

Mariana Mayumi (RI)

Lais Lobão (RI)

Tamires Parini (RI)

ri@aurenenergia.com.br

ri.aurenenergia.com.br

Em 31 de março de 2022

AURE3: R\$ 15,99

Valor de mercado: R\$ 16,00 bilhões

ÍNDICE

A Companhia	<u>4</u>
Portfólio de Ativos	<u>5</u>
Carta da Administração	<u>7</u>
Destaques 1T22	<u>9</u>
Desempenho Operacional	<u>10</u>
Desempenho Comercial	<u>17</u>
Desempenho Financeiro	<u>21</u>
Endividamento	<u>27</u>
Fluxo de Caixa Livre	<u>29</u>
Dividendos	<u>31</u>
Contencioso Passivo e Ativo	<u>32</u>
Plano de Pensão – Vivest	<u>34</u>
Temas Regulatórios	<u>35</u>
Agenda ESG	<u>39</u>
Informações Importantes	<u>44</u>
Anexos	<u>46</u>

A Companhia

A Auren nasceu da integração dos ativos de energia da Votorantim S.A. e do CPP Investments e chegou ao mercado como uma das maiores plataformas de renováveis e comercialização do Brasil.

A Companhia possui uma matriz limpa e diversificada. Além disso, conta com uma ampla carteira de clientes e um portfólio de produtos e soluções focadas nas necessidades dos clientes e baseadas no investimento contínuo em inteligência de mercado e digitalização.

A Auren conta com 100 anos de história e conhecimento do setor e é liderada por um time de especialistas prontos para inovar e gerar valor compartilhado para acionistas, clientes, parceiros e sociedade.

Portfólio de Ativos

ATIVOS EM OPERAÇÃO¹

Ativo	Fonte	Capacidade Instalada ² (MW)	Garantia Física ¹ (MWm)	Participação Econômica Indireta (%) ³
Porto Primavera	Hidro	1.540,0	886,8	100,0%
Paraibuna	Hidro	87,0	47,5	100,0%
Barra Grande (BAESA)	Hidro	71,2	39,2	11,0%
Campos Novos (Enercan) ⁴	Hidro	143,9	61,9	17,4%
Campos Novos (Enercan) ⁵	Hidro	131,9	57,1	17,5%
Amador Aguiar I e II	Hidro	40,6	25,7	10,5%
Igarapava	Hidro	35,9	22,9	19,9%
Picada	Hidro	35,7	22,1	83,3%
Machadinho	Hidro	38,8	16,2	75,0%
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	-

ATIVOS EM CONSTRUÇÃO

Ativo	Fonte	Capacidade Instalada ² (MW)	Garantia Física ² (MWm)	Participação Econômica (%)
Ventos do Piauí II e III	Eólica	409,2	197,0	100,0%
Total		409,2	197,0	-

¹ Inclui ativos em que a Companhia possui investimentos: CBA Energia, Pollarix e VC 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.

PIPELINE

Ativo	Fonte	Capacidade Instalada ⁶ (MW)	Garantia Física ² (MWm)	Participação Econômica (%) ³
Sol do Piauí (híbrido)	Solar	68,7	17,9	100,0
Jaíba V	Solar	516,0	154,2	100,0
Helios	Solar	1.210,0	355,3	100,0
Corumbá	Hidro	81,6	51,5	51,0
Total	-	1.876,3	578,9	-

Para mais detalhes sobre nosso portfólio de ativos, [clique aqui](#).

⁶ Capacidade instalada proporcional à participação da Companhia nos ativos.

Carta da Administração

Em 28 de março, iniciamos a operação de uma nova empresa e um novo capítulo na história do setor elétrico. A Auren nasce com 3,3 GW de capacidade instalada total⁷ e seu portfólio conta com ativos hidrelétricos, eólicos e uma das maiores comercializadoras do Brasil. Orgulhamo-nos imensamente do que conseguimos construir até aqui e estamos prontos para crescer ainda mais. A estratégia de expansão da Companhia baseia-se, principalmente, no desenvolvimento do seu *pipeline* de projetos (1,9 GW) constituído majoritariamente de projetos solares. Além disso, analisamos ativamente o mercado de fusões e aquisições buscando projetos e ativos que sejam complementares ao nosso portfólio e reduzam a volatilidade de nossos resultados, visando à criação de valor para os nossos acionistas. Atualmente, a Companhia possui uma estrutura de capital pronta para suportar esse crescimento.

Este é o primeiro trimestre em que reportamos os resultados da Companhia de forma consolidada. Iniciando pelo segmento de geração hidrelétrica, é importante lembrar que o nosso balanço energético está equacionado desde meados do ano de 2021, quando a Companhia, em um movimento adiantado e em linha com sua estratégia comercial, comprou toda a energia necessária para balanceamento da exposição estrutural de 2022.

Quando passamos para o segmento de geração eólica, 2021 foi um ano particularmente desafiador devido ao sinistro ocorrido nos transformadores da subestação coletora do complexo eólico Ventos do Araripe III, o qual já foi solucionado e hoje o ativo se encontra 100% operacional. Por ter sido um trimestre com precipitação acima da média na região onde estão instalados os parques eólicos, a geração desses ativos foi impactada nos dois primeiros meses do ano, contudo, em março, a produção já havia retornado aos valores esperados para a época.

Além disso, seguimos avançando com a construção do complexo eólico Ventos do Piauí II e III, que, em 19 de abril de 2022, obteve autorização para entrada em operação de teste de seus primeiros aerogeradores. O cronograma e orçamento da obra seguem rigorosamente o planejamento originalmente previsto, garantindo a manutenção do retorno financeiro competitivo do projeto. O investimento total no complexo soma R\$ 2,1 bilhões.

Na frente da comercialização de energia, avançamos em nossa estratégia que visa à expansão de nosso portfólio de clientes e à diversificação de nossas soluções ofertadas. Desenvolvemos e ampliamos a venda de novos produtos focados nos clientes de menor porte. Avançamos no relacionamento com os nossos clientes atuais bem como no atendimento das diversas gestoras de energia espalhadas pelo Brasil. Nos serviços de telemedição de energia, consolidamos a parceria com a empresa Way2 Technology por meio da nossa participação de 50% do capital desta. Nossa comercializadora segue avançando na venda de produtos verdes como créditos de carbono e i-RECs. Por fim,

⁷ Considera a capacidade das *holdings* dos ativos hidrelétricos em que a Companhia possui investimentos.

continuamos investindo em tecnologia, digitalização e *data science* para sofisticar e automatizar nossos processos, produtos e serviços.

Fechamos os resultados do primeiro trimestre do ano com um EBITDA Ajustado de R\$ 340 milhões *versus* R\$ 356 milhões no 1T21, reflexo principalmente da melhora da hidrologia, com consequente redução de preço, impactando a estratégia de equacionamento do balanço energético, além do incremento de despesas no âmbito da reorganização societária.

Nossa agenda de governança também avançou. Em abril, aprovamos, em reunião do Conselho de Administração, a Política de Dividendos e a Política de Incentivo de Longo Prazo da Companhia, demonstrando nosso compromisso na transparência das informações.

Com a aprovação da nova política, divulgamos ao mercado a distribuição de R\$ 100 milhões ou R\$ 0,10/ação em dividendos, considerando o dividendo mínimo obrigatório, aprovado em Assembleia Geral Ordinária da Auren realizada em 29 de abril de 2022, e dos dividendos complementares aprovados em Reunião do Conselho de Administração em 11 de abril de 2022.

Agradecemos a todos que nos acompanham nesta jornada que visa à criação de uma plataforma líder em energia renovável no Brasil.

Fabio Rogério Zanfelice

Diretor-Presidente

Mario Bertoncini

Vice-Presidente de Finanças & Novos
Negócios e Diretor de Relações com
Investidores

Destques 1T22

Destques Financeiros ⁸			
R\$ mil	1T22	1T21	Var. (%)
Receita operacional líquida	1.384.187	1.410.333	-1,9
EBITDA	294.200	519.221	-43,3
EBITDA Ajustado ⁹	340.362	356.130	-4,4
Margem EBITDA Ajustado	25,0%	25,0%	-0,7 p.p.
Resultado líquido	17.791	135.904	-86,9
Fluxo de caixa livre	1.420.957	207.896	-
Dívida líquida ¹⁰	1.553.881	2.949.301	-47,3
Alavancagem ¹¹	1,53x	2,20x	-

(a) **EBITDA Ajustado** de R\$ 340 milhões, refletindo:

- **Geração hidrelétrica:** incremento da receita trazido pelo ajuste do preço dos contratos e pela finalização do contrato de *hedge* financeiro para proteção de parte da receita da Companhia atrelada a reajuste em moeda estrangeira. Esse efeito foi parcialmente compensado pelo aumento do preço médio de compra de energia para equacionamento do balanço energético;
- **Geração eólica:** incremento da receita também pelo ajuste do preço dos contratos e o impacto do mecanismo de ajuste quadrienal relacionado aos contratos regulados de Ventos do Araripe III;
- **Comercialização:** resultado impactado pelo maior preço de compra de energia para equalizar o balanço; e
- **Holding e pipeline:** resultado reflete incremento de gastos com serviços de terceiros, principalmente atrelados ao processo de reorganização societária.

⁸ O desempenho financeiro reflete o resultado da Auren consolidado pró-forma, não auditado, e foi preparado para refletir os efeitos da reorganização societária, como se referida combinação tivesse acontecido em 1º de janeiro de 2021.

⁹ EBITDA Ajustado exclui provisão/reversão de provisão para litígios e baixa de depósitos judiciais.

¹⁰ Considera empréstimos e financiamentos, arrendamentos, caixa e equivalentes de caixa, aplicações financeiras, fundo de liquidez e instrumentos financeiros derivativos.

¹¹ Dívida líquida/EBITDA Ajustado dos últimos 12 meses.

(b) Geração de caixa operacional, após serviço da dívida, de R\$ 201 milhões, o que representa um índice de conversão de caixa¹² de 59%.

(c) Dívida líquida de R\$ 1,6 bilhão, refletindo o efeito do aporte de R\$ 1,5 bilhão recebido do acionista controlador CPP Investments no âmbito da reorganização societária, resultando em **alavancagem** de 1,5x no 1T22.

(d) Eventos subsequentes

- **Ventos do Piauí II e III:** entrada em operação de teste dos primeiros aerogeradores, reafirmando compromisso com cronograma e orçamento originais da obra.
- **Vivest:** início do processamento do plano de migração, com data para ocorrer em 1º de julho de 2022.
- **Contencioso passivo:** após fechamento do 1T22, houve baixa de R\$ 13,4 milhões no contencioso passivo provável e R\$ 124,9 milhões no contencioso passivo total¹³ até a data de publicação deste relatório.

Desempenho Operacional

GERAÇÃO HIDRELÉTRICA

Produção dos Ativos Hidrelétricos de Propriedade Integral da Companhia			
<i>(MWm)</i>	1T22	1T21	Var. (%)
Porto Primavera	802	867	-7
Paraibuna	19	3	-
Total	821	870	-6

A produção de energia elétrica nas usinas hidrelétricas (UHEs), nas quais a Companhia detém 100% da participação, atingiu 821 MW médios no 1T22, 6% inferior à produção do 1T21 (870 MW médios). A redução de geração observada neste primeiro trimestre ainda reflete efeitos da crise hidrelétrica vivida pelo país em 2021 que impactou, principalmente, a bacia do rio Paraná, onde se encontra a UHE Porto Primavera, principal ativo de geração hidrelétrica da Companhia.

No 1T22, observou-se uma recuperação expressiva nas aflúncias dos reservatórios no período chuvoso das regiões Sudeste e Centro-Oeste, entretanto, obedecendo

¹² Índice de conversão de caixa = Fluxo de Caixa Operacional após o serviço da dívida/EBITDA Ajustado.

¹³ Considerando estimativas de perdas provável e possível.

comandos da Câmara de Regras Excepcionais para Gestão Hidroenergética (CREG) e do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), o Operador Nacional do Sistema (ONS) manteve a flexibilização da vazão mínima na UHE Porto Primavera e restringiu a defluência como forma de contribuir para a recuperação dos reservatórios a montante e o reestabelecimento da hidrovia Tietê-Paraná.

É importante ressaltar que a UHE Porto Primavera está localizada no fim da cascata do rio Paraná, ficando a jusante da UHE Jupiá e a montante da UHE Itaipu. As três usinas citadas operam em regime fio d'água, o que significa que não possuem capacidade significativa de regularização das vazões afluentes a seus reservatórios. Com isso, a geração de energia dessas usinas depende da vazão afluyente proveniente das usinas localizadas a montante. Essa configuração da cascata de usinas faz com que a redução da vazão nas hidrelétricas a fio d'água contribua para a preservação dos estoques de água nos reservatórios localizados a montante desses ativos, principalmente os situados nas bacias dos rios Paranaíba, Grande, Tietê e Paraná.

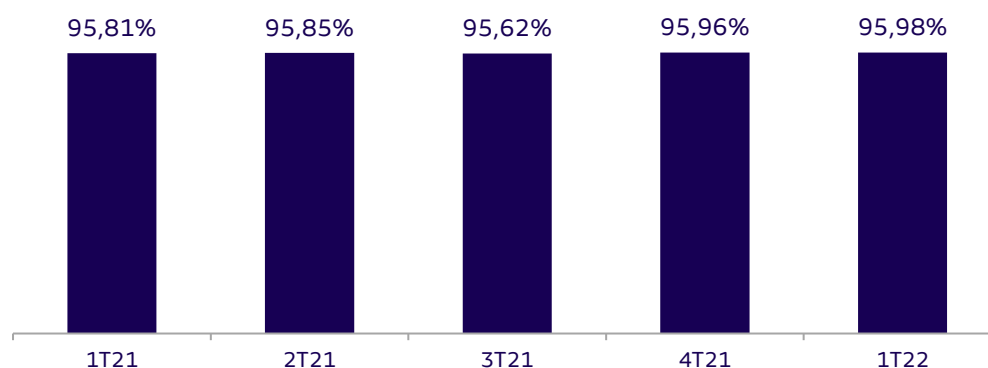
Com relação à UHE Paraibuna, a programação de produção da usina se dá em função do controle da vazão na bacia do rio Paraíba do Sul. O despacho e a definição da vazão defluente das usinas da cascata é estabelecido pelo ONS com o objetivo de atendimento às restrições hidráulicas da bacia. No 1T22, as chuvas foram menos intensas na bacia do rio Paraíba do Sul em relação ao mesmo período do ano anterior, o que não impediu que o ONS reduzisse a geração nas usinas de cabeceira da bacia. No 1T21, o ONS manteve a diretriz de geração mínima nas usinas de cabeceira da bacia do rio Paraíba do Sul.

DISPONIBILIDADE

No 1T22, as usinas de Porto Primavera e Paraibuna mantiveram o índice de disponibilidade médio em 96,0%, em linha com o valor reportado no 4T21 e 0,2 p.p. acima do relatado no 1T21 (95,8%), permanecendo no patamar de normalidade da Companhia.

O índice de disponibilidade das usinas da Auren no 1T22 se mantém significativamente acima dos valores de referência estabelecidos pela ANEEL e em trajetória estável, demonstrando a qualidade da operação e manutenção dos ativos operacionais e a adequada gestão dos riscos operacionais.

Disponibilidade Consolidada das Usinas Hidrelétricas¹⁴ (%)



GERAÇÃO EÓLICA

Produção dos Ativos Eólicos de Propriedade Integral da Companhia			
(MWm)	1T22	1T21	Var. (%)
Ventos do Piauí I	58	61	-5
Ventos do Araripe III	74	47	59
Total	132	108	22

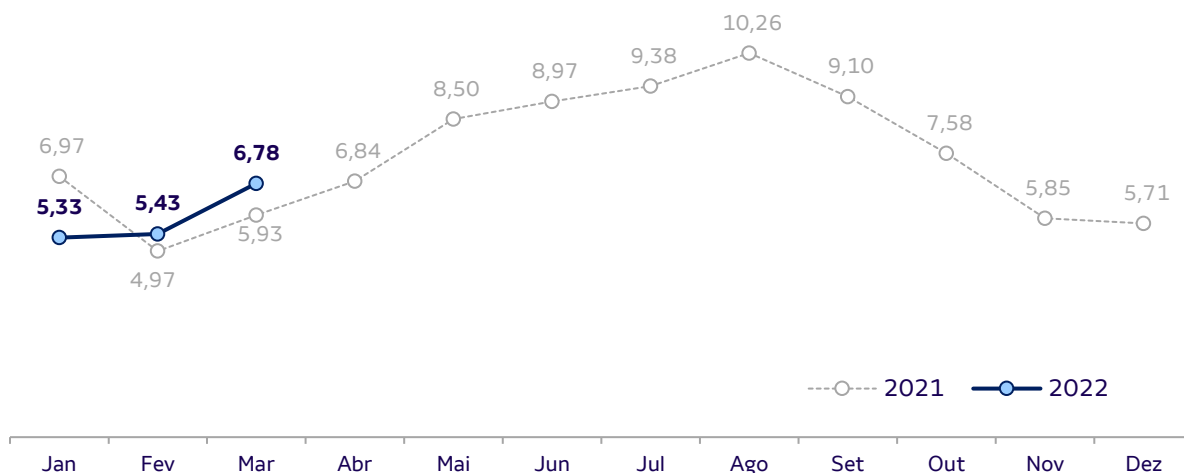
A produção de energia elétrica nos parques eólicos operados pela Auren atingiu, no 1T22, 132 MW médios, 22% superior à do 1T21 (108 MW médios).

¹⁴ Média móvel de 60 meses – índice de disponibilidade é calculado por meio da Taxa Equivalente de Indisponibilidade Forçada Apurada (TEIFa) e da Taxa Equivalente de Indisponibilidade Programada (TEIP), definidas pela ANEEL.

VENTOS DO PIAUÍ I

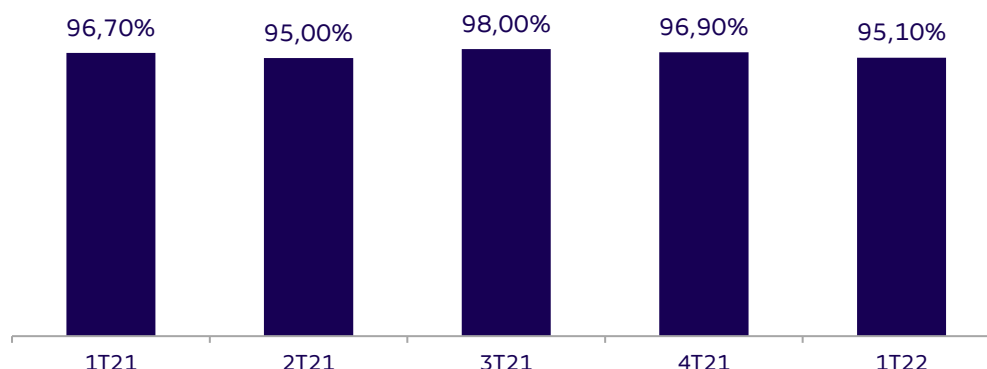
No 1T22, observou-se uma média de velocidade de vento abaixo da expectativa para o mês de janeiro, impactada pela pluviometria acima do esperado; por outro lado, nos meses de fevereiro e março, a média foi superior quando comparada à de 2021 (5,9 m/s no 1T22 versus 6,0 m/s no 1T21).

Ventos do Piauí I – Velocidade Média Mensal do Vento (m/s)



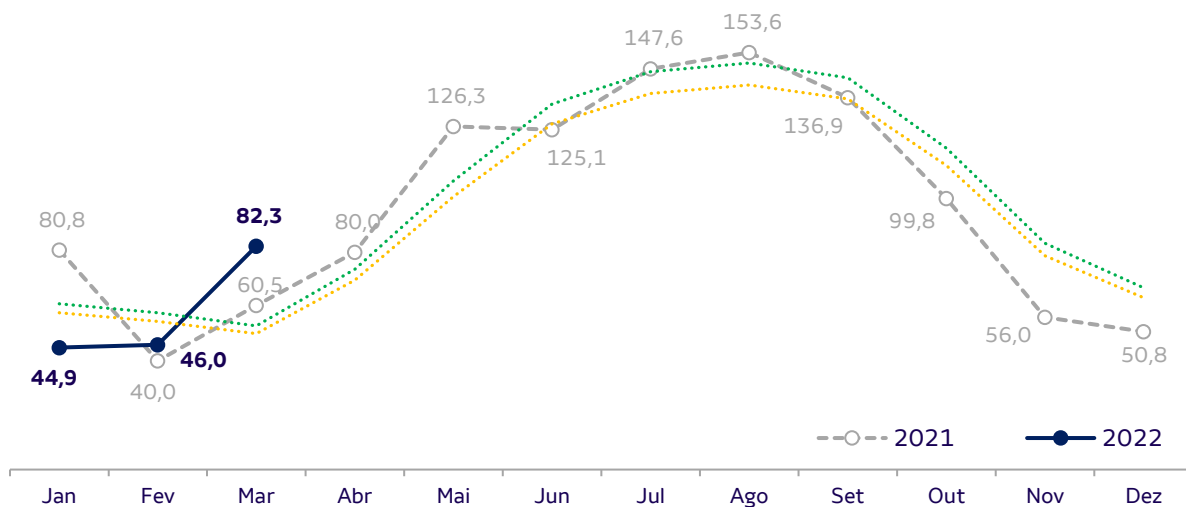
O índice médio de disponibilidade temporal do complexo no 1T22 atingiu 95,1%, um decréscimo de 1,6 p.p. quando comparado com o 1T21 (96,7%) e de 1,8 p.p. quando comparado com o 4T21 (96,9%). A redução do índice no período se deve à realização de desligamentos programados na subestação seccionadora de Curral Novo do Piauí para obras de conexão dos projetos Ventos do Piauí II e III.

Disponibilidade Temporal Média – Ventos do Piauí I (%)



Com isso, a geração de Ventos do Piauí I apresentou uma queda de 5% (58 MWm no 1T22 versus 61 MWm no 1T21).

Ventos do Piauí I – Geração de Energia e Valores Certificados para os Percentis 50 (P50) e 90 (P90) (MWm)¹⁵



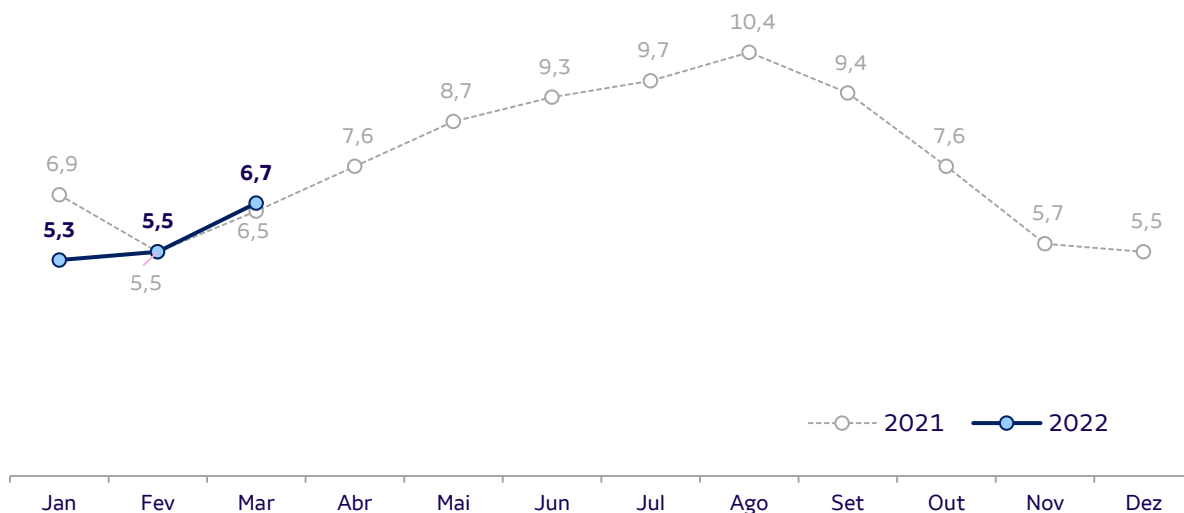
Ventos do Piauí I – Geração Média			
	Geração média (MWm)	Varição (P90 - %)	Varição (P50 - %)
1T21	61,1	13%	7%
1T22	58,1	7%	2%
P90	54,1		
P50	57,2		

¹⁵ Valores de percentil 50 (P50) e percentil 90 (P90) segundo recertificação pela empresa UL realizada após a entrada em operação do parque.

VENTOS DO ARARIPE III

No 1T22, observou-se, em Ventos do Araripe III, uma velocidade média de vento inferior, quando comparada com a do 1T21, para os meses de janeiro e fevereiro, devido à pluviometria acima da esperada. Em março, a velocidade média do vento observada esteve em linha com o aguardado, superando inclusive a média histórica. No trimestre, a velocidade média do vento foi de 5,8 m/s *versus* 6,3 m/s no 1T21.

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

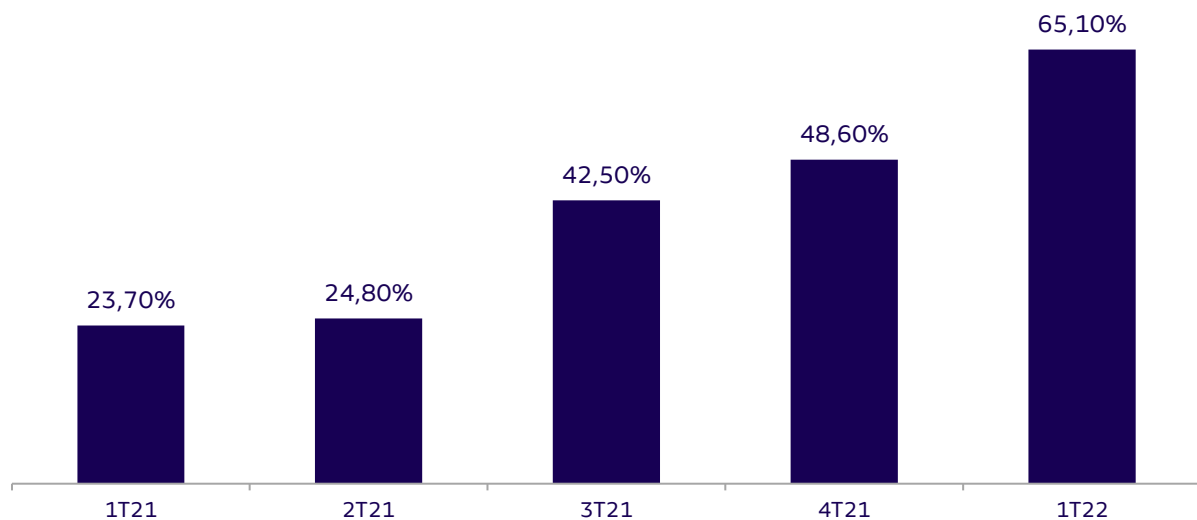


O índice de disponibilidade do complexo atingiu 65,1%, resultando em um incremento de 41,4 p.p. em comparação com o reportado em 1T21 (23,7%) e de 16,5 p.p. em relação ao do 4T21 (48,6%), indicando avanço na otimização da disponibilidade do ativo. A Companhia atualmente trabalha em busca da normalização do indicador após os dois incidentes ocorridos em 2020 e 2021.

Em junho de 2020, ocorreu, devido à falha interna, a parada do primeiro transformador, o qual foi retirado de serviço para reparo concluído em abril de 2021. Esse evento foi coberto pela apólice de seguros e resultou em um ressarcimento reconhecido em 2021, por conta de lucro cessante, no valor de R\$ 46 milhões.

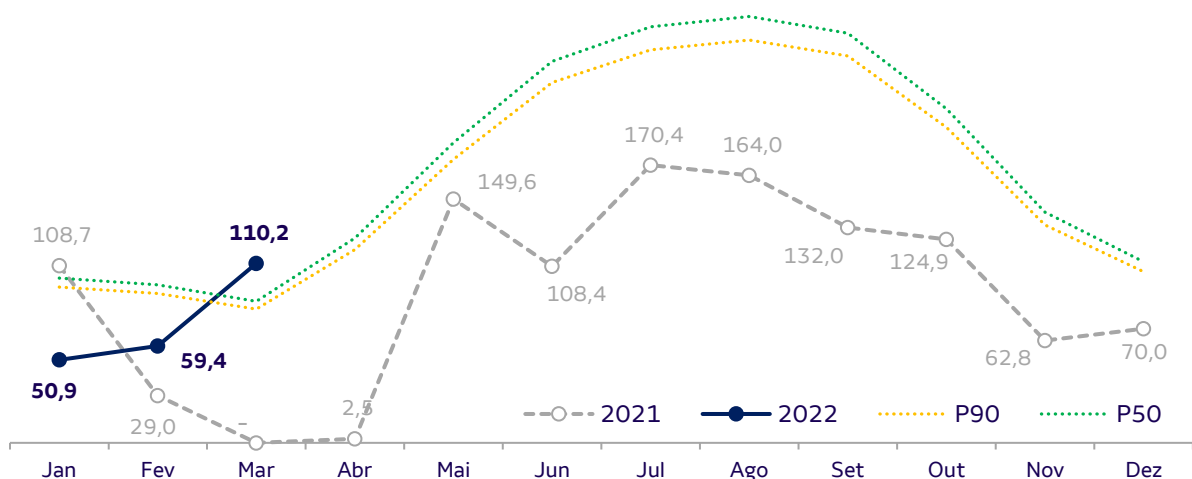
Em fevereiro de 2021, o segundo transformador foi retirado de serviço devido à avaria e o ressarcimento de lucro cessante com a seguradora ainda está em discussão. O reconhecimento contábil no resultado será realizado quando o tema for definido. Importante ressaltar que a Auren possui um Plano de Continuidade de Negócio específico para seus complexos eólicos que tem como objetivo estabelecer as diretrizes e os procedimentos a serem adotados para a continuidade das atividades críticas. Além disso, a Companhia proativamente realizou uma revisão geral da subestação e a aquisição de um transformador reserva, já *in loco*.

Disponibilidade Temporal Média – Ventos do Araripe III (%)



Com isso, a geração de Ventos do Araripe III apresentou aumento de 59% (74 MWm no 1T22 *versus* 47 MWm no 1T21) após o reestabelecimento dos transformadores da subestação coletora.

Ventos do Araripe III – Geração de Energia e Valores Certificados para os Percentis 50 (P50) e 90 (P90) (MWm)¹⁶



¹⁶ Valores de percentil 50 (P50) e percentil 90 (P90) segundo recertificação pela empresa UL realizada após a entrada em operação do parque.

Ventos do Araripe III – geração média			
	Geração média (MWm)	Variação (P90 – %)	Variação (P50 – %)
1T21	46,5	-48	-51
1T22	73,9	-18	-22
P90	89,7		
P50	94,9		

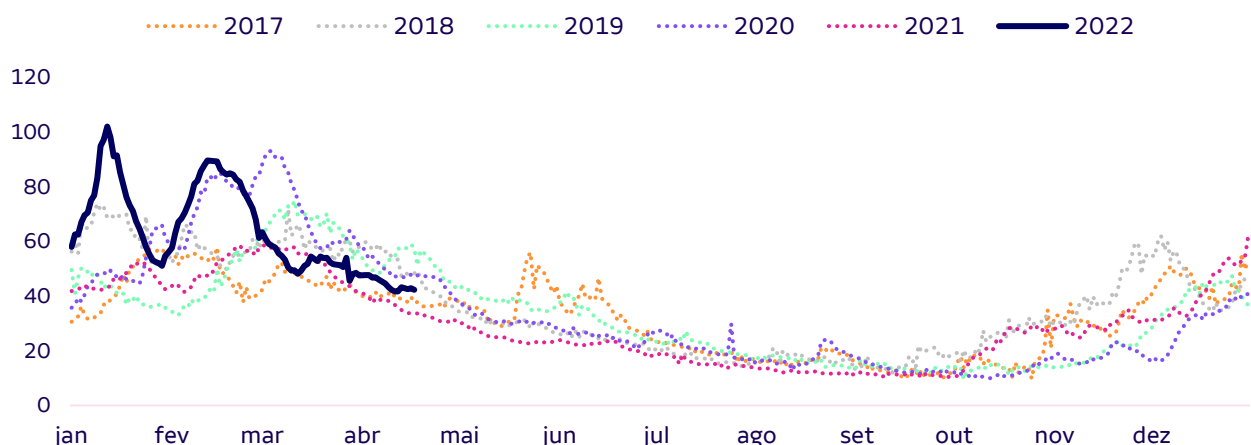
Desempenho Comercial

MERCADO DE ENERGIA

AFLUÊNCIA, RESERVATÓRIOS E CONSUMO

Os primeiros meses de 2022 apresentaram uma melhora significativa nas afluências, superando os valores verificados nos últimos anos, conforme apresentado no gráfico a seguir. Esse cenário é bastante diferente do observado no ano anterior, quando a Energia Natural Afluente (ENA) registrada para o submercado SE/CO foi uma das piores do histórico de 91 anos no período de janeiro a dezembro de 2021, abaixo, inclusive, dos valores alcançados em anos com condições hidrelétricas adversas, tais como 2001 e 2014.

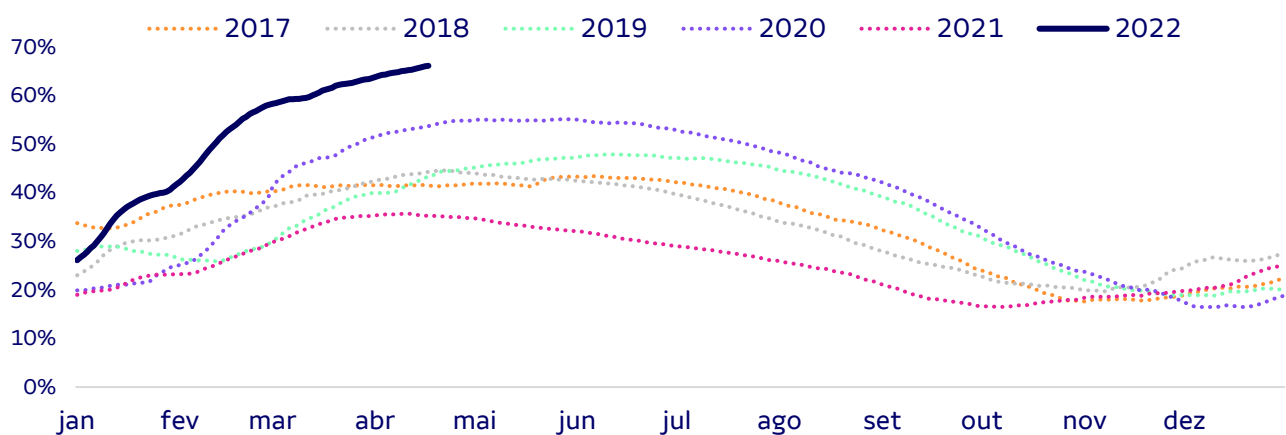
Energia Natural Afluente do submercado Sudeste/Centro-Oeste (GWm)



Nesse sentido, o primeiro trimestre de 2022 foi marcado pela reversão do cenário hidrológico bastante adverso. Como consequência da melhora nas afluências, observou-se uma recuperação importante dos principais reservatórios do Sistema Interligado Nacional (SIN), refletida de maneira positiva no cenário geral.

Em março de 2022, os reservatórios do subsistema Sudeste/Centro-Oeste (SE/CO) atingiram o patamar de 67% da capacidade máxima de armazenamento *versus* 35% observado no mesmo período do ano passado.

Nível de Reservatórios do Subsistema Sudeste/Centro-Oeste (%)



Do ponto de vista do consumo de energia elétrica, observou-se um aumento de 4,3% em 2021 quando comparado com 2020. Segundo previsões¹⁷, estima-se que o consumo para 2022 supere o verificado em 2021 em 1,8%.

O atingimento de condições favoráveis para suprimento energético em 2022 permitiu que o despacho das térmicas fora da ordem de mérito fosse reduzido de forma expressiva até abril de 2022, bem como a redução de diversas restrições de defluência impostas a algumas usinas hidrelétricas.

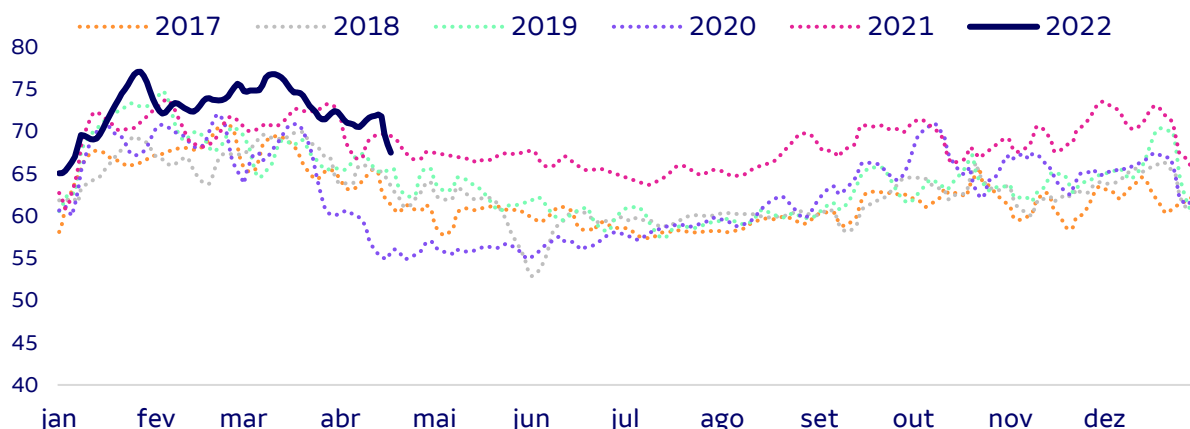
Em razão das melhoras nas condições de atendimento energético apresentadas, os impactos no preço de energia foram imediatos. O preço médio de energia (Preço de Liquidação das Diferenças – PLD) do primeiro trimestre de 2022 no submercado SE/CO foi de R\$ 58/MWh, próximo ao PLD mínimo, patamar 66% inferior quando comparado ao mesmo período de 2021 (R\$ 172/MWh).

Com relação ao índice de deslocamento hidrelétrico do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) (GSF), este atingiu valores próximos a 95% na média dos meses do primeiro trimestre. Segundo as projeções da Câmara de Comercialização de Energia

¹⁷ Fonte: ONS.

Elétrica (CCEE), o GSF deve fechar o ano de 2022 em 86%, contra um valor de 73% observado em 2021.

Consumo de Energia do Sistema Integrado Nacional (GWm)



BALANÇO ENERGÉTICO

PORTFÓLIO CONSOLIDADO AUREN

O portfólio da Auren é composto de ativos que somam 1.219,1 MWm de garantia física, já considerando a entrada em operação de Ventos do Piauí II e III.

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 Ventos do Araripe III. Todos os contratos são reajustados com o Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA) em suas respectivas datas de ajuste.

Contratos ACR				
Ativo	Leilão	Volume anual (MWm)	Preço atual (R\$/MWh) ¹⁸	Data de término
UHE Porto Primavera	1º LEN	148,0	268,05	31/12/2039
UHE Porto Primavera	2º LEN	82,0	286,36	31/12/2038
Ventos do Piauí I	22º LEN	93,0	267,51	31/12/2037
Ventos do Araripe III	20º LEN	15,4	220,19	31/12/2038
Ventos do Araripe III	18º LEN	102,5	203,32	31/12/2037

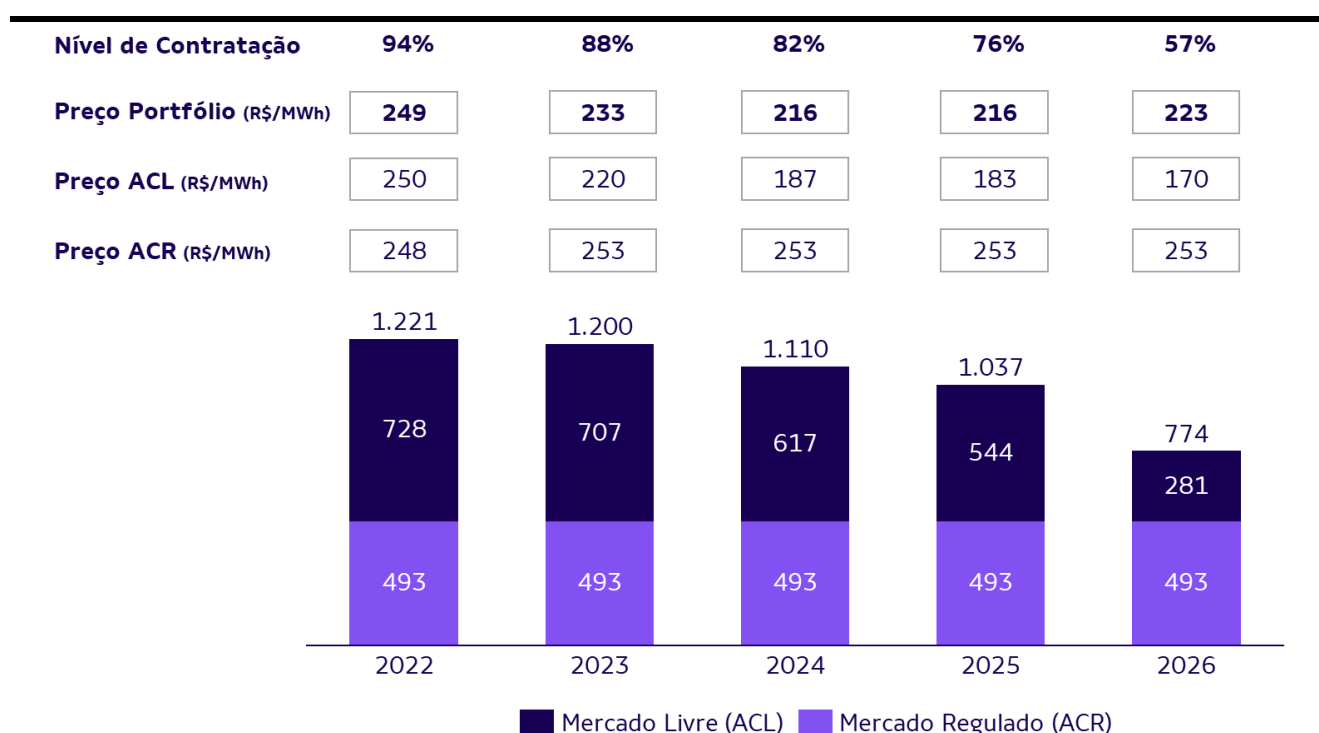
¹⁸ Com base em 31/03/2022.

Ventos do Araripe III 6º LER 52,2 212,07 30/09/2037

O montante de garantia física da UHE Porto Primavera referente à contratação no ACR (230 MW médios) conta com proteção contra a exposição ao risco hidrológico. Como contrapartida, a Companhia paga mensalmente um prêmio no valor de R\$ 14,32/MWh conforme valor estabelecido pela Resolução Normativa da ANEEL nº 684/2015.

Para o ano de 2022, o portfólio de geração da Auren encontra-se praticamente todo contratado.

Portfólio Consolidado de Geração Auren – Perfil de Contratação¹⁹ (MWm)



¹⁹ Garantia física para cálculo do nível de contratação de 2022 considera entrada em operação parcial de Ventos do Piauí II e III e extensão do prazo de operação da UHE Paraibuna conforme portaria nº 647/2022 publicada em 06/05/2022.

Desempenho Financeiro

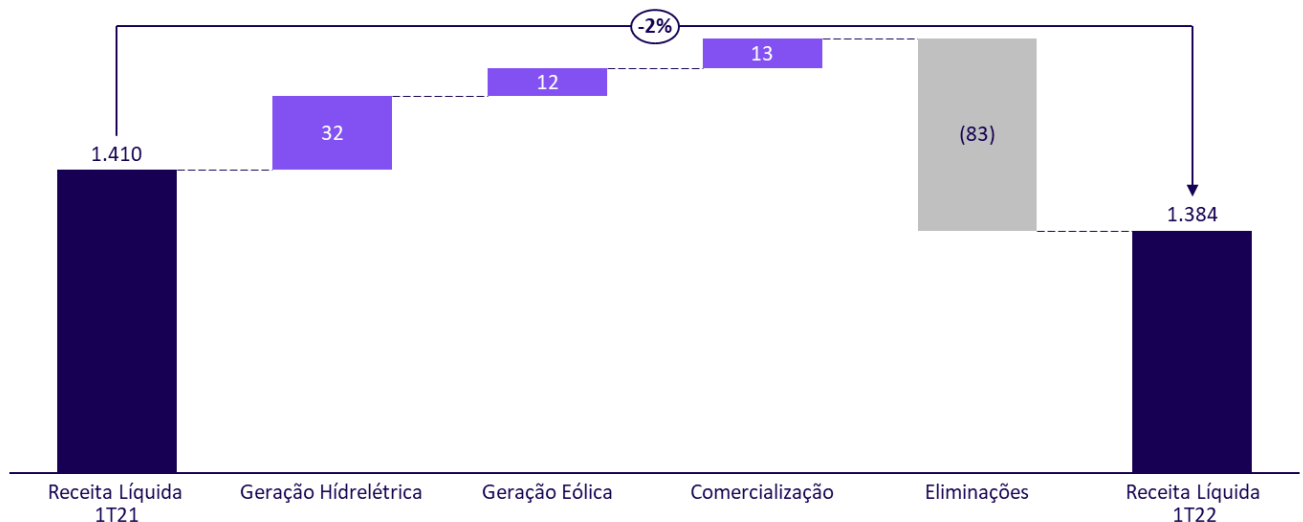
O desempenho financeiro aqui apresentado reflete o resultado da Auren consolidado pró-forma, não auditado, e foi preparado para refletir os efeitos da reorganização societária como se referida combinação tivesse acontecido em 1º de janeiro de 2021.

RECEITA LÍQUIDA

A receita operacional líquida no 1T22 totalizou R\$ 1.384 milhões, um decréscimo de R\$ 26 milhões ou 2% em relação aos R\$ 1.410 milhões do 1T21, majoritariamente decorrente de:

- (a) Geração hidrelétrica:** incremento de R\$ 32 milhões explicado pelo maior preço médio dos contratos e pela finalização do contrato de *hedge* financeiro para proteção de parte da receita da Companhia atrelada a reajuste em moeda estrangeira em 31 de dezembro de 2021, totalizando uma receita de R\$ 435 milhões no 1T22 *versus* R\$ 403 milhões no 1T21.
- (b) Geração eólica:** incremento de R\$ 12 milhões explicado principalmente pela atualização dos preços dos contratos e pela redução da provisão para ressarcimento referente ao mecanismo de ajuste quadrienal relacionado aos contratos regulados de Ventos do Araripe III, totalizando uma receita de R\$ 114 milhões no 1T22 *versus* R\$ 103 milhões no 1T21.
- (c) Comercialização:** incremento de R\$ 13 milhões na receita proveniente das operações de *trading* de energia, explicada pelo incremento no preço médio de venda, compensada parcialmente pelo menor volume comercializado (2.013 MWm no 1T22 *versus* 2.328 MWm no 1T21), totalizando R\$ 1.015 milhões no 1T22 *versus* R\$ 1.002 milhões no 1T21.
- (d) Eliminações:** incremento de R\$ 83 milhões (R\$ 180 milhões no 1T22 *versus* R\$ 97 milhões no 1T21), produzindo um efeito negativo na receita líquida consolidada, 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” deste documento.

Evolução da Receita Líquida 1T21 versus 1T22 (R\$ milhões)



CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS

Os custos e as despesas operacionais totalizaram R\$ 1.253 milhões no 1T22 frente a uma despesa de R\$ 1.046 milhões no 1T21, uma variação de R\$ 207 milhões na comparação dos períodos, devido principalmente à variação de provisão para litígios no contencioso passivo, e aos fatores explicados abaixo:

(a) Custo com energia elétrica: redução de R\$ 47 milhões (R\$ 921 milhões no 1T22 versus R\$ 968 milhões no 1T21), explicada principalmente por:

- **Operações *intercompany*:** aumento do volume de energia comercializada, totalizando uma redução de R\$ 180 milhões no custo total de energia no 1T22;
- **Geração hidrelétrica:** redução de R\$ 10 milhões na energia comprada para equacionamento do balanço energético devido à melhora significativa da hidrologia no período e consequente redução da necessidade de compra. Esse efeito foi parcialmente compensado pelo maior preço médio de compra dessa energia pela estratégia de antecipação de compra adotada pela Companhia ao longo de 2021. Para o 1T22, foram comprados 191 MWm de energia (*versus* 361 MWm no 1T21) pelo preço de R\$ 315/MWh (*versus* R\$ 208/MWh no 1T21); efeitos compensados por:
- **Comercialização:** incremento de R\$ 43 milhões pelo maior preço médio de compra no período, quando comparado com o mesmo período do ano passado, totalizando R\$ 992 milhões no 1T22 *versus* R\$ 949 milhões no 1T21;
- **Encargos de uso do sistema:** aumento de R\$ 11 milhões no período explicado pelo reajuste de aproximadamente 24% nas tarifas de transporte de energia

(TUST e TUSD-g), totalizando R\$ 55 milhões no 1T22 *versus* R\$ 44 milhões no 1T21; e

- **Geração eólica:** incremento de R\$ 2 milhões, totalizando R\$ 11 milhões no 1T22 *versus* R\$ 8 milhões no 1T21.

(b) Despesas operacionais: incremento de R\$ 32 milhões (R\$ 111 milhões no 1T22 *versus* R\$ 78 milhões no 1T21), devido principalmente ao aumento de gastos no âmbito da reorganização societária, considerando indenizações trabalhistas e serviços de consultorias financeira e jurídica, além do reajuste dos contratos de Operação & Manutenção (O&M) dos ativos eólicos.

(c) Outras despesas:

- **Reversão de provisão para litígios:** impacto negativo de R\$ 248 milhões devido à constituição de provisão no valor de R\$ 45 milhões no 1T22 *versus* reversão de provisão no valor de R\$ 203 milhões no 1T21, sendo este um efeito não caixa. Para mais detalhes sobre a variação do passivo contencioso da Companhia no período, consultar a seção “Contencioso Passivo e Ativo” deste documento.
- **Baixa de depósitos judiciais:** despesa incorrida no 1T21 que não se repetiu no 1T22 de R\$ 40 milhões, resultado do processo de atualização do contencioso passivo e dos depósitos judiciais da controlada Companhia Energética de São Paulo (CESP).
- **Contratos futuros de energia (MtM):** efeito positivo de R\$ 2 milhões (R\$ 5 milhões no 1T22 *versus* R\$ 7 milhões no 1T21), sendo este um efeito não caixa, explicado principalmente pela volatilidade das premissas usadas no cálculo da marcação a mercado do portfólio de comercialização de energia.

(d) Depreciação e amortização: incremento na despesa em R\$ 8 milhões (R\$ 163 milhões no 1T22 *versus* R\$ 155 milhões no 1T21), que reflete a adição do ativo intangível de extensão do prazo de concessão resultante da repactuação do risco hidrológico.

EBITDA AJUSTADO

O EBITDA Ajustado consolidado totalizou R\$ 340 milhões no 1T22, com margem de 25%, valor 4% abaixo do que o mesmo período de 2021 (R\$ 356 milhões). A variação do EBITDA Ajustado no trimestre pode ser explicada, principalmente, por:

(a) Geração hidrelétrica: incremento de R\$ 39 milhões, totalizando R\$ 302 milhões no 1T22 *versus* R\$ 262 milhões no 1T21, reflexo de:

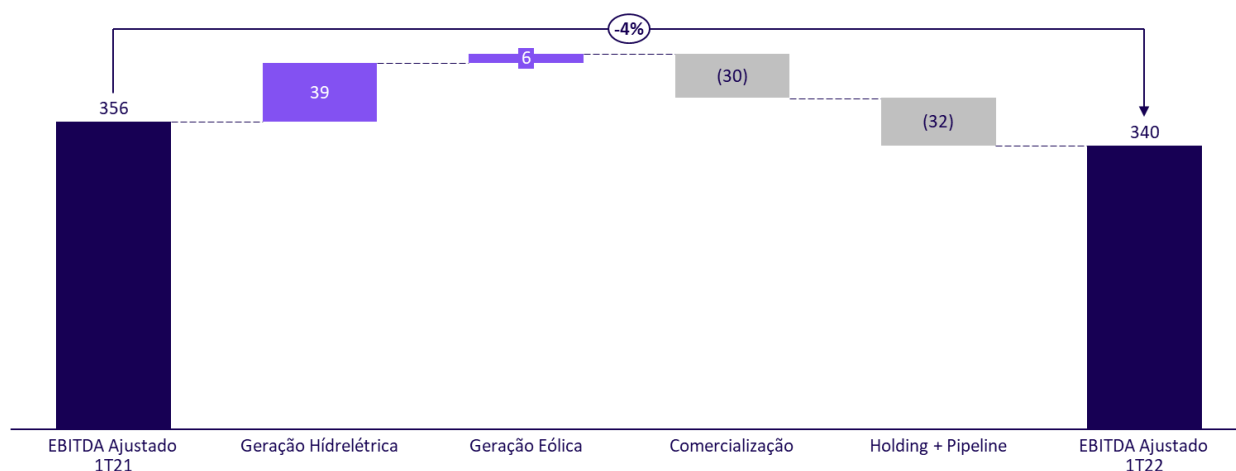
- Impacto positivo de R\$ 10 milhões trazido pela redução da necessidade de compra de energia principalmente para equacionamento do balanço energético, efeito esse impactado pelo incremento do preço médio de compra, em linha com a estratégia da Companhia; e
- Incremento de R\$ 32 milhões na receita pelo maior preço médio dos contratos e finalização do contrato de *hedge* financeiro para proteção de parte da receita da Companhia atrelada a reajuste em moeda estrangeira em 31 de dezembro de 2021.

(b) Geração eólica: variação positiva de R\$ 6 milhões devido à atualização dos preços dos contratos de leilão regulado, combinada com o decréscimo na provisão para ressarcimento referente ao mecanismo de ajuste quadrienal relacionado aos contratos regulados de Ventos do Araripe III, totalizando R\$ 82 milhões no 1T22 *versus* R\$ 76 milhões no 1T21.

(c) Comercialização: efeito negativo de R\$ 30 milhões na comparação entre os períodos explicado pelo maior preço de compra de energia para equalizar o balanço, totalizando um resultado negativo de R\$ 8 milhões no 1T22 *versus* um resultado positivo de R\$ 22 milhões no 1T21.

(d) Holding e pipeline: impacto negativo de R\$ 32 milhões no período, explicado principalmente pela maior despesa com consultorias para apoio ao processo de reorganização societária e incremento de gastos, não capitalizáveis, com os projetos em estruturação e construção, totalizando uma redução de R\$ 35 milhões no EBITDA

Evolução EBITDA Ajustado 1T21 versus 1T22 (R\$ milhões)



A tabela com o detalhamento da composição do EBITDA Ajustado por segmento pode ser encontrada na seção “Anexos” deste documento.

RESULTADO FINANCEIRO

Resultado Financeiro			
R\$ milhões	1T22	1T21	Var. (%)
Receitas financeiras	86.074	7.842	-
Despesas financeiras	(250.510)	(218.011)	15
Encargos de dívidas	(64.724)	(52.131)	24
Atualização monetária sobre debêntures	(61.557)	(45.102)	36
Atualização monetária sobre provisões para litígios	(46.701)	(65.723)	-29
Baixa de depósitos judiciais	(2.497)	(1.832)	36
Atualização do saldo de benefícios pós-emprego	(38.102)	(39.530)	-4
Outras despesas financeiras, líquidas	(36.929)	(13.693)	-
Total	(164.436)	(210.169)	-22

O resultado financeiro líquido no 1T22 foi uma despesa de R\$ 166 milhões comparada à de R\$ 211 milhões apresentada no 1T21. A redução da despesa na comparação trimestral pode ser explicada, principalmente, por:

- (a) **Receita financeira:** incremento de R\$ 80 milhões na receita financeira, explicado principalmente pelo maior volume de caixa aplicado no período (R\$ 3.280 milhões no 1T22 versus R\$ 1.780 milhões no 1T21); e

(b) Atualização do saldo de provisão para litígios: redução de R\$ 19 milhões, decorrente da baixa significativa do contencioso passivo total entre os períodos e pela desaceleração do Índice Geral de Preços – Mercado (IGP–M) acumulado do período (5,39% no 1T22 *versus* 8,04% no 1T21), totalizando R\$ 47 milhões no 1T22 *versus* R\$ 66 milhões no 1T21; efeitos parcialmente compensados pelos:

- **Encargos de dívidas e atualização monetária de debêntures:** incremento de R\$ 44 milhões devido ao aumento do CDI médio no 1T22 de 10,21% *versus* 2,01% no 1T21 e do IPCA médio anualizado de 10,74% no 1T22 *versus* 5,29% no 1T21, utilizados para cálculos da remuneração e atualização monetária das debêntures da Companhia, totalizando uma despesa de R\$ 141 milhões no 1T22 *versus* R\$ 97 milhões no 1T21.
- **Capitalização de juros sobre empréstimos:** R\$ 15 milhões referem-se aos encargos sobre os empréstimos e financiamentos alocados como Capital Expenditure (CAPEX), conforme orientação do CPC 20, nos empreendimentos de Ventos do Piauí II e III.

RESULTADO LÍQUIDO

Lucro líquido de R\$ 18 milhões no 1T22 *versus* R\$ 136 milhões no 1T21, devido principalmente a:

- (a) EBITDA Ajustado:** a Companhia registrou um EBITDA Ajustado consolidado de R\$ 340 milhões, uma redução de R\$ 16 milhões comparada com os R\$ 356 milhões registrados no 1T21, principalmente pelo incremento dos gastos com os projetos de expansão e reorganização societária.
- (b) Ajustes do EBITDA:** o resultado líquido foi impactado principalmente pela movimentação da provisão para litígios, um efeito negativo de R\$ 248 milhões (provisão de R\$ 45 milhões no 1T22 *versus* reversão de provisão de R\$ 203 milhões).
- (c) Resultado financeiro:** redução de R\$ 45 milhões na despesa financeira líquida, devido ao incremento de R\$ 80 milhões na receita financeira, um decréscimo de R\$ 19 milhões na atualização do saldo de provisão para litígios, compensado parcialmente pelo aumento dos encargos de dívida e atualização monetária sobre as debêntures de R\$ 30 milhões.
- (d) IR:** decréscimo de R\$ 52 milhões, em linha com a redução do lucro tributável, seguindo uma alíquota efetiva de aproximadamente 34%.
- (e) Equivalência patrimonial:** representa o resultado nas usinas hidroelétricas nas quais a Auren possui participação por meio de ações preferenciais. No 1T22, foram registrados R\$ 65 milhões de resultado positivo de equivalência patrimonial, incremento de R\$ 19 milhões comparado aos R\$ 46 milhões no 1T21.

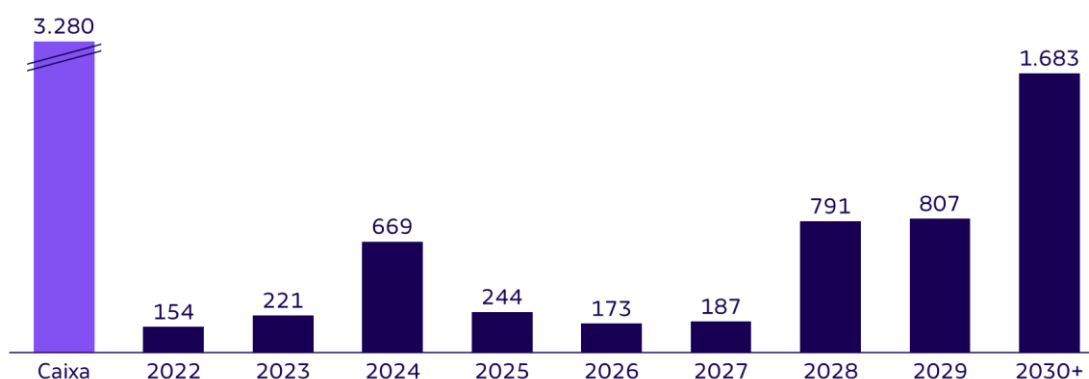
Endividamento

O endividamento bruto da Companhia, em 31 de março de 2022, era de R\$ 4,8 bilhões em comparação aos R\$ 4,7 bilhões em 31 de março de 2021.

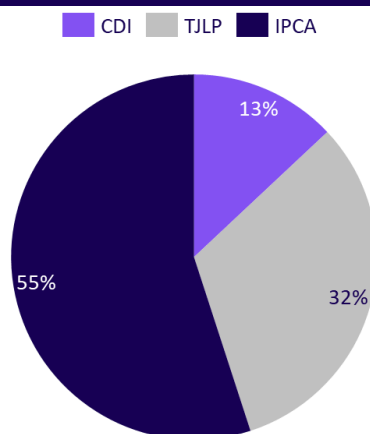
A posição de caixa e equivalentes de caixa ao fim do 1T22 era de R\$ 3,3 bilhões *versus* R\$ 1,8 bilhão no mesmo período do ano passado. Esse saldo reflete principalmente: (i) o aporte recebido do acionista controlador CPP Investments, no contexto da reorganização societária, no valor total de R\$ 1,5 bilhão; (ii) a emissão de debênture, em dezembro de 2021, no valor de R\$ 300 milhões para aquisição de projetos de energias renováveis e reforço de caixa; e (iii) a entrada das primeiras tranches do financiamento com o BNDES do complexo eólico Ventos do Piauí II e III (R\$ 537 milhões em dezembro de 2021 e R\$ 76 milhões em fevereiro de 2021), sendo os fatores (ii) e (iii) acima apresentados efeitos positivos no caixa, porém neutros na dívida líquida.

Com isso, a dívida líquida consolidada da Companhia, em 31 de março de 2022, era de R\$ 1,6 bilhão. O prazo médio da dívida consolidada da Companhia, no mesmo período, era de 6,9 anos e o custo médio pré-fixado da carteira era de 10,6% a.a. (IPCA + 4,2% a.a. ou CDI -0,8% a.a.).

Cronograma de Amortização (R\$ milhões)



Endividamento Bruto por Indexador²⁰ (%)



A tabela com o detalhamento da composição da carteira de dívida da Companhia pode ser encontrada na seção “Anexos” deste documento.

ALAVANCAGEM E COVENANTS

A alavancagem, medida pela relação entre dívida líquida e EBITDA Ajustado, encerrou o 1T22 em 1,5x.

RATING

	Agência	Rating	Outlook	Revisão
VTRM – Corporativo	Fitch Ratings	AAA (bra)	Estável	11/2021
Auren – Corporativo	Fitch Ratings	BBB- AAA (bra)	Negativo Estável	03/2022
CESP – Corporativo	Standards & Poor’s	BB- br.AAA	Estável	05/2021
CESP – 12ª debênture	Fitch Ratings	AAA (bra)	Negativo Estável	07/2021
Ventos do Piauí I	Fitch Ratings	BB AAA (bra)	Estável	03/2022
Ventos do Araripe III	Fitch Ratings	BB AA (bra)	Estável	10/2021

[Clique aqui](#) para acessar o último relatório emitido pela Fitch Ratings em 26 de abril de 2022.

²⁰ IPCA inclui dívidas atreladas à Taxa de Longo Prazo (TLP).

Fluxo de Caixa Livre²¹

Fluxo de Caixa Livre			
R\$ mil	1T22	1T21	Var. (%)
EBITDA Ajustado	340.362	356.130	-4
IR/CS caixa	(19.744)	(36.320)	-46
Capital de giro	(40.927)	15.852	-
CAPEX <i>sustaining</i>	(2.359)	(1.012)	133
Fluxo de caixa operacional	277.331	334.650	-17
Serviço de dívida	(75.839)	(66.499)	14
Fluxo de caixa operacional após serviço da dívida	201.492	268.151	-25
CAPEX projetos	(265.586)	(17.646)	-
Pagamento de litígio	(65.082)	(11.934)	-
Captações	76.600	-	-
Amortizações	(26.467)	(27.343)	-3
Aumento de capital social	1.500.000	-	-
Recompra de ações (ADR CESP)	-	(3.332)	-
Dividendos	-	-	-
Fluxo de caixa livre	1.420.957	207.896	-
Saldo de caixa inicial	1.752.890	1.332.121	32
Saldo de caixa final	3.173.847	1.540.017	106
Saldo de caixa final, considerando conta reserva	3.281.167	1.646.218	99

A Companhia encerrou o 1T22 com R\$ 201 milhões de geração de caixa operacional após serviço da dívida, o que representa um índice de conversão de caixa²² de 59%. A variação no fluxo de caixa operacional entre os trimestres decorre, principalmente, por:

(a) Capital de giro: aumento do desembolso em R\$ 57 milhões (R\$ 41 milhões no 1T22 *versus* reversão de R\$ 16 milhões no 1T21), sendo os principais impactos:

- Início do pagamento das parcelas do plano de equacionamento do plano de pensão (Vivest) no valor de R\$ 15 milhões, sendo que esse efeito não transita pelo resultado;
- Marcação a mercado da atividade de comercialização (R\$ 4 milhões), sendo esse um efeito não caixa; e

²¹ Resultado pró-forma, não auditado.

²² Índice de conversão de caixa = FCO após o serviço da dívida/EBITDA Ajustado.

- Redução do capital de giro dos ativos eólicos entre os trimestres (R\$ 21 milhões) pelo efeito trazido pelo *constrained-off*. Para mais detalhes sobre o tema, acesse a seção “Temas Regulatórios” deste documento.

(b) IR/CS caixa: redução da despesa em R\$ 17 milhões (R\$ 20 milhões no 1T22 *versus* R\$ 36 milhões no 1T21) devido à distribuição de Juros sobre Capital Próprio (JCP) no 1T21, que não se repetiu este ano.

O fluxo de caixa livre registrado ao fim de março de 2022 foi positivo em R\$ 1,4 bilhão, em decorrência dos pontos trazidos acima e:

(a) Impacto positivo de R\$ 1,5 bilhão no 1T22 trazido pelo aporte do controlador CPP Investments no âmbito do processo de reorganização societária; e

(b) Impacto positivo de R\$ 77 milhões no 1T22 referente à primeira parcela do financiamento do complexo eólico Ventos do Piauí II e III com o BNDES, conforme detalhado na seção de “Endividamento” deste documento; efeitos parcialmente compensados pelo:

- Incremento do CAPEX dispendido para construção dos projetos em desenvolvimento atualmente (Ventos do Piauí II e III), no valor de R\$ 266 milhões no 1T22; e
- Incremento de pagamento de litígios de R\$ 53 milhões no 1T22.

Dividendos

A Companhia aprovou a distribuição de **R\$ 100.000.000,00**, equivalentes a R\$ 0,10 por ação, relativos ao exercício social findo em 31 de dezembro de 2021.

Em reunião do Conselho de Administração realizada em 25 de março de 2022 e na Assembleia Geral Ordinária realizada em 29 de abril de 2022, foi aprovada a distribuição do dividendo mínimo obrigatório da Companhia no montante de R\$ 13.950.572,00, equivalente a R\$ 0,013950572000 por ação, correspondente a 25% do lucro líquido ajustado do exercício.

Em reunião do Conselho de Administração realizada em 11 de abril de 2022, foi aprovada a distribuição: (i) de dividendo complementar da Companhia no montante de R\$ 41.851.716,00, correspondentes ao lucro retido do exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2021 (reserva de investimentos), equivalentes a R\$ 0,041851716000 por ação; e (ii) de dividendo complementar da Companhia no montante de R\$ 44.197.712,00, correspondentes à reserva de retenção de lucros anteriores ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2021 equivalentes a R\$ 0,044197712000 por ação.

Têm direito aos dividendos declarados as pessoas inscritas como acionistas da Companhia na data base de 03 de maio de 2022, respeitadas as negociações realizadas até essa data, inclusive. As ações da Companhia foram negociadas ex-dividendos a partir de 04 de maio de 2022, inclusive.

O efetivo pagamento dos proventos será realizado em moeda corrente nacional em 19 de maio de 2022, conforme deliberação do Conselho de Administração da Companhia em 13 de maio de 2022, e também divulgada por meio de novo Aviso aos Acionistas.

Contencioso Passivo e Ativo

CONTENCIOSO PASSIVO

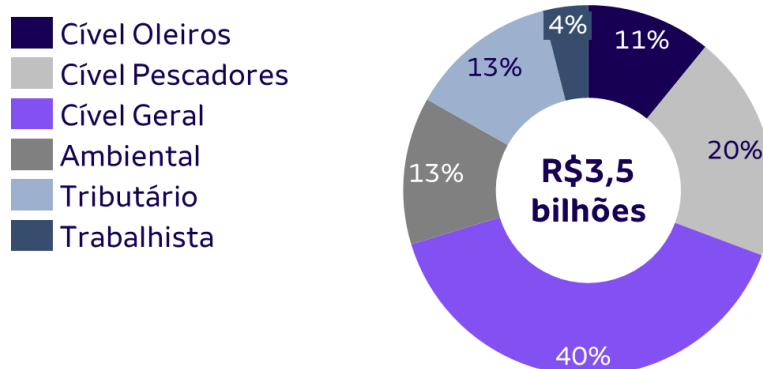
Em linha com a estratégia do contencioso passivo da Auren, a partir do 1T22 passamos a reportar o total do passivo excluindo o montante com probabilidade de perda estimada como remota.

Atualmente, a Companhia é parte em processos judiciais que representam uma contingência passiva total de R\$ 3,5 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.

A variação em relação ao fim do trimestre anterior, no contencioso passivo total, na data de publicação deste relatório, foi uma redução de R\$ 129 milhões, após atualização monetária e juros, que contempla acordos, encerramento de ações de forma favorável à Companhia, adequações de estimativa e prognóstico de outros processos.

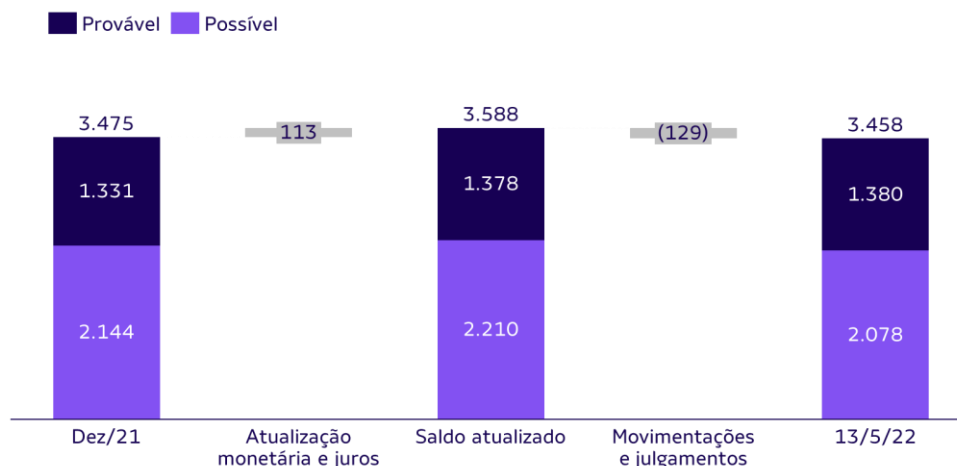
No contencioso provável, o trimestre fechou com um acréscimo de R\$ 2 milhões, após atualização monetária e juros, devido à revisão de estimativas conforme evolução processual dos casos.

Perfil do Contencioso Passivo (% total)



Evolução das Ações Judiciais²³ (R\$ milhões)

²³ O valor apresentado contempla a carteira de ações judiciais combinada das empresas após o processo de reorganização societária.



A Companhia esclarece que o valor do contencioso passivo é objeto de reavaliações constantes justamente porque sua mensuração é atrelada ao 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 (valores históricos de junho de 2012). O valor avaliado é composto de: usina: R\$ 1,9 bilhão;clusas e canal: R\$ 1,0 bilhão; e terrenos: R\$ 1,8 bilhão.

Atualmente, aguarda-se decisão do juiz.

Plano de Pensão – Vivest

PLANO DE MIGRAÇÃO VOLUNTÁRIA

Em dezembro de 2021, o Sindicato dos Trabalhadores da Indústria de Energia Elétrica de Campinas, o Instituto Adecon, o Sindicato dos Engenheiros no Estado de São Paulo e o Sindicato dos Empregados na Geração, Transmissão e Distribuição de Eletricidade no município de Bauru (SP) ingressaram com uma ação judicial (processo nº 1139986-11.2021.8.26.0100) visando suspender o processo de migração voluntária dos beneficiários.

Em janeiro de 2022, foi proferida uma decisão provisória (tutela antecipada) suspendendo o processo de migração voluntária, sendo tal decisão parcialmente revogada pelo Tribunal de Justiça do Estado de São Paulo após recurso interposto pela CESP, controlada da Companhia.

Com isso, os beneficiários que aderiram a migração voluntária o fizeram até dia 24 de março de 2022 – estes representam 1.211 migrações, correspondendo a 18% do passivo total atuarial, totalizando R\$ 1,4 bilhão de RMI.

Em maio de 2022, o processo foi sentenciado de forma favorável à Companhia, sendo refutadas todas as alegações trazidas pelos autores do caso, de forma que a migração segue seu processamento normal, com data prevista para ocorrer em 1º de julho de 2022. A discussão sobre o tema ainda remanesce no Judiciário, responsável por decidir finalmente sobre a questão.

Temas Regulatórios

ACONTECE AGORA

Aqui, apresentamos temas que estão atualmente impactando o negócio da Companhia e os resultados apresentados no trimestre, trazendo históricos e atualizações.

GERAÇÃO FORA DA ORDEM DE MÉRITO (GFOM)

Autorizada pelo Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), a Geração Fora da Ordem de Mérito de Custo (GFOM) permite que o ONS despache usinas termelétricas, cujo Custo Variável Unitário (CVU) de operação é superior ao Custo Marginal de Operação (CMO) indicado pela cadeia de modelos de planejamento da operação e formação de preços de curto prazo utilizados pelo ONS para operar e despachar os recursos de geração para atendimento da demanda de energia do Sistema Interligado Nacional (SIN), portanto, são recursos termelétricos que não seriam acionados de acordo com o critério de mérito de custo segundo os procedimentos de planejamento da operação, porém são avaliados como necessários em determinadas situações de elevação do risco de suprimento de energia e atendimento da carga.

A decisão do despacho cabe ao ONS, mediante autorização prévia do CMSE, que avalia constantemente as condições de atendimento do sistema e o risco de déficit de energia. Desde outubro de 2020, o ONS tem utilizado o mecanismo da GFOM, especialmente durante a crise hídrica de 2021. Esses despachos auxiliaram na recuperação mais acelerada dos reservatórios a partir do início do período úmido em outubro de 2021, consequentemente, a GFOM vinha sendo reduzida desde o início de 2022, devido à reversão e à redução acentuada do risco de déficit no atendimento do consumo do SIN. Em abril de 2022, o CMSE revogou a autorização para acionamentos de termelétricas fora da ordem de mérito em razão da melhora nas condições de armazenamento dos reservatórios.

Devido ao fato de esse mecanismo ser uma medida de aversão a risco não incorporado aos modelos de formação de preço e operação, os agentes geradores hidrelétricos fazem jus a uma compensação financeira, estabelecida pela Resolução Normativa nº 784/2017 da ANEEL, que corresponde à quantidade de energia que a usina deixou de gerar pela decisão do CMSE de priorizar o despacho fora da ordem de mérito, com base em sua participação no Mecanismo de Realocação de Energia (MRE). Essa compensação é paga mensalmente aos agentes e corresponde à diferença entre o preço de curto prazo (Preço de Liquidação das Diferenças – PLD) vigente no momento do deslocamento e um preço de referência (PLDx) definido pelo regulador, cujo valor atual corresponde a R\$ 178,44/MWh. O PLDx é o preço associado ao custo de oportunidade de geração em razão do armazenamento incremental nos reservatórios. Como essa é uma operação puramente financeira com a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), não existe volume de energia atrelado a esse ressarcimento.

Essa compensação é coberta pelo Encargo de Serviços do Sistema (ESS).

UHE PORTO PRIMAVERA – RESTRIÇÕES HIDRÁULICAS

Nos termos do que a Companhia vem considerando em suas divulgações, a permanência do cenário de crise hidrológica no país em 2021 – especialmente na bacia do Rio Paraná, onde se localiza a UHE Porto Primavera –, causado pela precipitação significativamente abaixo da média nas principais bacias hidrográficas com usinas hidrelétricas integrantes do SIN entre 2020 e 2021, sendo observadas, naquele período, as piores sequências hidrológicas do histórico de vazões registrado em 91 anos, levou à determinação de medidas, pelas autoridades governamentais, visando garantir a governabilidade hidráulica da bacia, inclusive por meio da redução das vazões mínimas praticadas.

Entre as diversas medidas determinadas enquanto vigorou a situação crítica de escassez dos recursos hídricos, declarada pela Agência Nacional de Águas e Saneamento Básico (ANA), destaca-se a criação da Câmara de Regras Excepcionais para Gestão Hidroenergética (CREG), com atribuições para definir diretrizes obrigatórias para, em caráter excepcional e temporário, estabelecer limites de uso, armazenamento e vazão das usinas hidrelétricas e que, em suas últimas reuniões em 2021, antes da dissolução em razão da não conversão da Medida Provisória nº 1.055/2021 em lei, deliberou sobre medidas relacionadas à flexibilização de vazão defluente da UHE Porto Primavera em 2022.

O cenário atual, com condições hidrológicas favoráveis que indicam a recuperação dos reservatórios, atualmente com níveis de armazenamento no submercado SE/CO de ~70%, não demandou o acionamento pleno das medidas emergenciais previamente aprovadas pela CREG (prevalecendo, em 2022, uma redução na vazão mínima defluente da UHE Porto Primavera), tendo inclusive o Ministério de Minas e Energia (MME) determinado o fim, em 15 de abril de 2022, da bandeira tarifária denominada “escassez hídrica”, cuja finalidade era cobrir custos adicionais do sistema com medidas para garantir o atendimento da demanda.

UHE PARAIBUNA

A Companhia opera a UHE Paraibuna sob regime de concessão, nos termos do contrato de concessão para geração de energia elétrica a título de serviço público nº 3/2004, cujo prazo expira em 03 de junho de 2022, considerando a extensão de prazo em razão da compensação por fatores não hidrológicos prevista na Lei nº 14.052/2020. Considerando o eminente término do período da concessão, a Companhia informou ao Poder Concedente a respeito do não interesse em sua prorrogação, conforme divulgado ao mercado em 12 de fevereiro de 2021.

Em 06 de maio de 2022, foi publicada, no Diário Oficial da União, a Portaria do Ministério de Minas e Energia nº 647/2022, que definiu a CESP, controlada da Companhia, como operadora temporária da UHE Paraibuna a partir de 04 de junho de 2022. A operação da UHE Paraibuna seguirá de acordo com todas as normas aplicáveis, sendo que, a partir da data mencionada, passarão também a ser aplicáveis as normas relativas à geração de energia em regime de cotas. Durante o período de operação temporária, a remuneração

do ativo terá como base a receita anual de geração (RAG) nos termos da legislação vigente e conforme disposto na portaria mencionada.

RADAR REGULATÓRIO

Aqui, apresentamos temas que estão atualmente em andamento e que apresentam, em alguma medida, impactos no negócio da Companhia após resolução.

REVISÃO ORDINÁRIA DA GARANTIA FÍSICA

Nos termos do Decreto nº 2.655/1998, foram definidas as regras para revisão de garantia física de energia de usinas hidrelétricas despachadas centralizadamente, que ocorre a cada cinco anos de forma ordinária ou extraordinariamente na ocorrência de fatos relevantes, como alterações de características técnicas, de potência instalada e de número de unidades geradoras. Nos termos da metodologia para cálculo dos novos empreendimentos, definida pela Portaria MME nº 101/2016, as eventuais reduções de garantia física devem observar o limite de 5% do valor estabelecido na revisão anterior e 10% da garantia física originalmente estabelecida.

O último processo de revisão ordinária ocorreu em 2017, e os valores revisados de garantia física passaram a vigorar a partir de 1º de janeiro de 2018, com vigência de cinco anos. Em observância à periodicidade definida no Decreto, o MME deu início ao processo em 28 de março de 2022 através do lançamento da Consulta Pública (CP) nº 123/2022, cujo prazo de contribuições dos agentes e da sociedade encerrou-se em 02 de maio de 2022.

Nos termos da abrangência definida na CP, a proposta contempla a exclusão de usinas cuja garantia física tenha sido definida e tornada eficaz há menos de 5 anos em relação a data de 31 de dezembro de 2022. Com isso, a UHE Porto Primavera, cuja garantia física vigora a partir de 15 de abril de 2019, em razão da nova definição no âmbito do processo de privatização da CESP, estará excluída do processo de revisão.

Segundo a legislação vigente, especialmente para fins de sazonalização da garantia física para 2023, os novos valores de garantia física devem ser publicados no início de novembro de 2022 e passarão a vigorar a partir de 1º de janeiro de 2023.

PROJETO DE LEI Nº 414/2021

O Projeto de Lei (PL) nº 414/21, nova nomenclatura do Projeto de Lei do Senado (PLS) nº 232/16, é visto como a principal via para viabilizar o projeto de modernização do setor elétrico brasileiro, incluindo temas como:

- (a) Abertura do mercado – por meio de redução e posterior eliminação dos limites mínimos de demanda contratada para acesso dos consumidores ao Ambiente de Comercialização Livre (ACL);
- (b) Separação de lastro e energia;

- (c) Separação das atividades de comercialização regulada e distribuição;
- (d) Renovação das concessões de geração;
- (e) Definição legal da autoprodução; e
- (f) Formação de preço da energia.

O PL, que já foi aprovado no Senado, deve passar por alterações na Câmara dos Deputados antes de ser votado, dado que alguns dispositivos estão desatualizados em razão de leis e resoluções publicadas desde a sua apresentação. Com isso, será necessária nova aprovação no Senado, para que o PL seja encaminhado para sanção presidencial.

A última movimentação formal do projeto foi a indicação da formação de comissão especial na Câmara, dado que se havia definido a análise dele por mais de três comissões permanentes, o que, pelo regimento interno da Câmara, enseja a formação de comissão especial. Além disso, o PL foi incluído na agenda prioritária do Governo Federal para 2022.

A Companhia segue acompanhando o tema e atualizará o mercado oportunamente.

CONSTRAINED-OFF DE PARQUES EÓLICOS

Devido às limitações físicas momentâneas ao escoamento de energia pelos sistemas de transmissão e à necessidade de garantir a estabilidade da operação do sistema em tempo real, o ONS determina, em algumas ocasiões, a redução da geração dos parques eólicos, preponderantemente na região Nordeste do país. A essa restrição de geração dá-se o nome de *constrained-off* ou *curtailment*. Abaixo, apresentamos os principais efeitos dessa restrição:

- (i) **Ressarcimento:** como o *constrained-off* afeta a geração dos parques eólicos, há previsão de compensação para mitigar os efeitos dessa energia gerada a menor sobre os resultados comerciais dos geradores e sobre o consequente pagamento de ressarcimentos previstos nos contratos regulados de venda de energia oriundos de leilão. Esse tratamento vem sendo discutido pela ANEEL e foi parcialmente regulamentado por meio da REN nº 927/21.
- (ii) **Revisão de garantia física:** como o *constrained-off* tem efeito sobre a geração dos parques eólicos, essa geração a menor implicaria no aumento da exposição do ativo à revisão da garantia física.

Diante desses impactos e por, até este momento, não haver detalhamento da metodologia de cálculo dessa energia não fornecida por restrição externa, as usinas afetadas por *constrained-off* foram afastadas da revisão de garantia física e suspensa a aplicação do mecanismo de ajuste anual e quadrienal previsto nos contratos de compra e venda de energia no Ambiente Regulado.

Com a aprovação das Regras de Comercialização relacionadas ao tema em 03 de maio de 2022, há expectativa de que, nos próximos meses, seja efetivada a cobrança dos ressarcimentos previstos nos contratos de energia regulados dos parques eólicos dos complexos Ventos do Araripe III e Ventos do Piauí I.

Agenda ESG

Para nós, o futuro passa por ideias inovadoras e atitudes sustentáveis. Nossa estratégia ambiental, social e de governança (ESG) é direcionadora dos projetos e do planejamento estratégico da Companhia para guiar valores e reduzir os riscos no longo prazo. Atuamos de acordo com as diretrizes do Pacto Global das Nações Unidas.

Aproveitamos para informar que o Relatório Anual e de Sustentabilidade da CESP e da Votorantim Energia, controladas e incorporadas pela Companhia, respectivamente, foram publicados em 28 de março de 2022 e 03 de maio de 2022, respectivamente, e encontram-se disponíveis no *website* de RI da Companhia. [Clique aqui](#) para acessar o relatório da CESP e [aqui](#) para acessar o relatório da Votorantim Energia.

PILAR AMBIENTAL (E)

Cuidamos do meio ambiente no entorno das nossas operações todos os dias. Nossos programas de controle e monitoramento ambiental contribuem para a formação de um ecossistema saudável para a fauna e flora local. Fundamentada nos Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS) das Nações Unidas (ONU), nossa gestão ambiental considera a destinação correta de resíduos e efluentes gerados nas usinas e nos complexos eólicos, ações estruturadas de recomposição e fomento florestal, gestão dos recursos hidrelétricos e das emissões atmosféricas, entre outras. Com um olhar responsável e comprometido com o futuro, geramos valor para toda a cadeia.

Sabemos da importância de um ecossistema equilibrado e do impacto das mudanças climáticas no nosso negócio. Portanto, desafiamo-nos a avançar a partir do portfólio de geração de energia renovável para ir além da redução de emissões de carbono que são evitadas nas nossas operações. Gerimos nossas emissões de Gases de Efeito Estufa (GEE), as quais são mapeadas e quantificadas no Inventário de GEE seguindo as diretrizes do GHG Protocol. Além disso, estamos em constante evolução, acompanhando tendências de mercado e nos desafiando a fazer sempre mais e melhor. Como membros do Carbon Disclosure Project (CDP), divulgamos nossa *performance* climática visando avaliar oportunidades economicamente viáveis de redução de emissões com as tecnologias disponíveis. Já como signatários do Pacto Global, divulgamos nossas práticas de gestão associadas aos Dez Princípios da ONU que contribuem diretamente para o alcance das metas dos ODS.

Ainda no quesito climático, oferecemos a nossos clientes soluções sustentáveis que evitam ou compensam as emissões de GEE através de créditos de carbono e certificados de energia renovável (I-Rec).

Nossa atenção às questões climáticas está refletida em todas as nossas ações e todos os nossos projetos desde o seu planejamento: a operação dos complexos Ventos do Piauí II e III, por exemplo, deve evitar a emissão anual de cerca de 617.289 tCO₂eq. A expansão da energia eólica somada à produção futura de energia solar serão responsáveis por consolidar uma plataforma diversificada, com potencial para acelerar a nossa transição para uma economia de baixo carbono.

Somos também um dos fundadores do Legado das Águas, maior reserva privada de Mata Atlântica do Brasil, administrado pela Reservas Votorantim e mantido pela Votorantim S.A. e suas investidas.

Em 2021, passamos a monitorar os indicadores construídos em 2020 relacionados aos ODS e publicamos seu primeiro relatório de progresso. A unidade alia a proteção da floresta e o desenvolvimento de pesquisas científicas às atividades de produção de plantas nativas para reflorestamento e paisagismo, bem como atividades de ecoturismo.

PILAR SOCIAL (S)

Para nós, o pilar social passa pela construção de um legado com as comunidades, priorizando a segurança do entorno e das nossas operações, e pela promoção de uma companhia mais inclusiva e diversa. Além do estímulo e da incorporação de uma cultura de inovação.

O impacto positivo deve permear todo o ecossistema. Acreditamos no potencial das comunidades e atuamos de forma que se intensifiquem as alavancas de desenvolvimento socioeconômico das localidades onde estamos presentes. Ao atuar com as comunidades, realizamos ações transformadoras em diversas regiões do Brasil, por meio de ações sustentáveis e que valorizam a cultura local. Em 2021, trabalhamos em diversos projetos e também desenvolvemos planos de engajamento com *stakeholders* em todas as nossas operações, tendo em vista o fortalecimento da parceria com as comunidades e o desenvolvimento local. As principais linhas de atuação nos territórios são:

- (c) Melhoria da qualidade da educação pública;
- (d) Incentivo ao empreendedorismo e à geração de renda;
- (e) Incremento de qualificação e infraestrutura na zona rural;
- (f) Proteção da infância e da adolescência;
- (g) Fomento ao diálogo entre os representantes locais; e
- (h) Enfrentamento da pandemia e suas consequências.

Em 2022, planejamos executar 103 projetos socioambientais (42 projetos sociais e 61 ambientais), com investimento total de R\$ 33 milhões, em todas as regiões em que estamos presentes.

Internamente, o tema de Inclusão & Diversidade (I&D) é um dos pilares centrais da estratégia da Companhia. Entendemos essa diversidade no seu sentido mais amplo, incluindo raça, gênero e orientação sexual, mas também os diferentes perfis. A cultura inclusiva permeia os pilares Atração, Treinamento & Desenvolvimento, Engajamento & Retenção e Comunicação, por meio de iniciativas que propiciam um ambiente atrativo para todos e todas. Essas ações são acompanhadas de forma integrada na Companhia pelo Comitê de Diversidade, que é composto de colaboradores das diversas áreas e localidades.

PILAR DE GOVERNANÇA (G)

Nossa atuação é pautada por princípios que traduzem as melhores práticas de gestão, alinhando os interesses dos nossos acionistas, clientes, parceiros, colaboradores e da comunidade.

SEGMENTO DE LISTAGEM

As ações da Companhia são negociadas no segmento de listagem Novo Mercado da B3 S.A. – Brasil, Bolsa, Balcão (B3), sob o *ticker* AURE3.

ESTRUTURA ACIONÁRIA



DESTAQUES RECENTES

Nesses primeiros meses de 2022, a Companhia avançou em sua reorganização societária, tendo como objetivo a criação de uma plataforma líder em energia renovável no Brasil, com a combinação de determinados ativos de energia na Auren Energia.

Ainda em fevereiro, a Companhia obteve o seu registro como companhia aberta categoria “A” perante a Comissão de Valores Mobiliários (CVM) e teve o seu pedido de listagem na B3 – Brasil, Bolsa, Balcão deferido, com a admissão de suas ações à negociação no segmento especial do Novo Mercado, como acima citado.

Diante do cumprimento de todas as condições suspensivas previstas no âmbito da reorganização societária da Companhia, consumou-se a consolidação dos ativos de

energia na Auren Energia especialmente com a conclusão da incorporação de ações da CESP, tornando-se esta sua subsidiária integral, em 25 de março de 2022.

Dessa forma, a referida data acima foi o último dia de negociação das ações (CESP3/CESP5/CESP6) da CESP e, em 28 de março de 2022, as ações da Companhia, sob o *ticker* AURE3, passaram a ser negociadas no Novo Mercado da B3.

Além dos destaques acima, ressaltamos ainda os seguintes temas no contexto da governança da Companhia:

- **Acordo de Acionistas da Auren Energia:**

Celebrado o aditivo e a consolidação do Acordo de Acionistas entre Votorantim S.A. e Canada Pension Plan Investment Board para disciplinar, entre outras matérias, seus direitos de votos e a transferência de ações da Companhia. A cópia do Acordo de Acionistas está disponível para consulta no *site* de relações com investidores da Companhia, da CVM e da B3.

- **Nova composição de membros do Conselho de Administração, da Diretoria e do Comitê de Auditoria Estatutário da Companhia:**

Foram eleitos os membros do Conselho de Administração, da Diretoria e do Comitê de Auditoria Estatutário da Companhia, conforme tabelas abaixo:

CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

Nome	Cargo	Eleição	Término do mandato
Mateus Ferreira	Presidente do Conselho	Mar./22	Ago./23
Fabio Rogério Zanfelice	Conselheiro Efetivo	Mar./22	Ago./23
Ricardo Szlejf	Conselheiro Efetivo	Mar./22	Ago./23
Megan Veronica Hansen	Conselheiro Efetivo	Mar./22	Ago./23
João Schmidt	Conselheiro Efetivo	Mar./22	Ago./23
Sergio Romani	Conselheiro Efetivo e Independente	Mar./22	Ago./23
Marcos Pinto	Conselheiro Efetivo e Independente	Mar./22	Ago./23

DIRETORIA

Nome	Cargo	Eleição	Término do mandato
Fabio Rogério Zanfelice	Diretor-Presidente (CEO)	Mar./22	Ago./23
Mario Bertoncini	VP de Finanças e Novos Negócios e Diretor de Relações com Investidores (DRI)	Mar./22	Ago./23
Márcia Cunha	VP de Operações	Mar./22	Ago./23
Raul Cadena	VP de Clientes e Comercialização	Mar./22	Ago./23

COMITÊ DE AUDITORIA ESTATUTÁRIO

Nome	Cargo	Eleição	Término do mandato
Sergio Romani	Coordenador	Mar./22	Mar./24
Heraldo Oliveira	Membro	Mar./22	Mar./24
Marcos Quintanilha	Membro	Mar./22	Mar./24

- **Regimentos Internos dos órgãos de administração, Código de Conduta e novas políticas aprovadas:**

Aprovados os novos Regimentos Internos do Conselho de Administração e do Comitê de Auditoria Estatutário para disciplinar os procedimentos quanto ao funcionamento, às responsabilidades e às atribuições dos referidos órgãos de administração da Companhia, observadas as disposições do Estatuto Social da Companhia, do Regulamento do Novo Mercado da B3 e demais normas e orientações aplicáveis.

Também foi aprovado o Código de Conduta da Companhia, que reflete os mais rigorosos padrões de integridade e conduta profissional e o compromisso de agir sempre no melhor interesse da Auren Energia.

Por fim, também foram aprovadas novas políticas da Companhia, dentre as quais destacamos:

- Política de Negociação de Valores Mobiliários;
- Política de Divulgação de Atos ou Fatos Relevantes;
- Política de Dividendos;
- Política de Comercialização de Energia; e
- Política de Incentivo de Longo Prazo (ILP).

- **Declaração de dividendos:**

Aprovada a distribuição de dividendos pela Companhia, relativos ao exercício social findo em 31 de dezembro de 2021, que perfazem um montante total de dividendos a pagar no exercício social de 2022 de R\$ 100.000.000,00, equivalentes a R\$ 0,10 por ação. Para mais detalhes sobre o tema, consulte a seção “Dividendos” deste documento.

- **Assembleia Geral Ordinária e Extraordinária realizada em 29 de abril de 2022:**

Realizada a Assembleia Geral Ordinária e Extraordinária da Companhia na data de 29 de abril de 2022, de forma exclusivamente digital, na qual foram deliberadas, em sede de Assembleia Geral Ordinária (AGO), as matérias relativas às demonstrações financeiras da Companhia, acompanhadas das respectivas notas explicativas e do relatório dos auditores independentes, referentes ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2021, das contas dos administradores e do relatório da administração referentes ao exercício social encerrado em 31 de

dezembro de 2021, da proposta da administração para a destinação do resultado relativo ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2021 e da fixação da remuneração global anual dos administradores e membros do Comitê de Auditoria Estatutário para o exercício social de 2022; e em sede de Assembleia Geral Extraordinária (AGE), matéria relativa à reforma e à alteração do Estatuto Social, com a sua consequente consolidação.

Informações Importantes

SEGMENTAÇÃO DOS RESULTADOS

A segmentação do negócio apresentada aqui reflete:

1. **Geração hidrelétrica:** segmento composto das empresas CESP Geradora e demais ativos hidrelétricos nos quais 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.
2. **Geração eólica:** segmento composto dos complexos eólicos de Ventos do Piauí I, II e III e Ventos do Araripe III.
3. **Comercialização:** segmento composto das comercializadoras Votener e CESP Comercializadora.
4. **Holding e pipeline:** segmento composto das despesas da estrutura da Companhia e demais projetos em fase de estruturação e construção, como os Projetos Híbrido e Jaíba V.

Para baixar os dados em Excel, [clique aqui](#).

OPERAÇÕES INTERCOMPANY

As operações *intercompany* envolvendo as empresas do grupo 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 (Votener e CESP Comercializadora) e referem-se a 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 do ativo hidrelétrico, visando mitigar os efeitos trazidos pelo GSF no resultado da Companhia.

As operações 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 das transações *intercompany* aqui apresentadas. A Auren manterá o mercado informado sobre essas alterações de forma transparente para que haja o melhor entendimento dos resultados apresentados.

EQUIVALÊNCIA PATRIMONIAL

Os resultados que integram o resultado da Companhia via equivalência patrimonial são provenientes das participações societárias indiretas nos ativos hidrelétricos 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 nas quais a Auren detém participação e que são consolidadas para fins das demonstrações financeiras, como nos casos de CESP, 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 Votener na empresa Way2 não são eliminadas para fins contábeis por não atenderem aos critérios de consolidação das suas participações.

Anexos

DEMONSTRAÇÃO DOS RESULTADOS E EBITDA AJUSTADO – VISÃO SEGMENTADA

R\$ mil	Consolidado			Geração Hídrica			Geração Eólica			Comercialização			Holding			Eliminações		
	1T21	1T22	Var. %	1T21	1T22	Var. %	1T21	1T22	Var. %	1T21	1T22	Var. %	1T21	1T22	Var. %	1T21	1T22	Var. %
Receita bruta	1.590.014	1.555.587	-2%	463.363	497.150	7%	107.628	119.636	11%	1.126.439	1.137.154	1%	-	-	-	(107.416)	(198.353)	85%
Receita líquida	1.410.333	1.384.187	-2%	402.872	434.560	8%	102.617	114.439	12%	1.002.324	1.015.193	1%	-	-	-	(97.480)	(180.005)	85%
Custo com compra de energia	(968.384)	(921.336)	-5%	(108.230)	(98.650)	-9%	(8.283)	(10.540)	27%	(949.351)	(992.151)	5%	-	-	-	97.480	180.005	85%
Custo com operação	(156.599)	(170.550)	9%	(106.290)	(116.697)	10%	(50.255)	(53.853)	7%	(54)	-	-100%	-	-	-	-	-	-
Lucro (prejuízo) bruto	285.350	292.301	2%	188.352	219.213	16%	44.079	50.046	14%	52.919	23.042	-56%	-	-	-	0	-	-100%
Receitas (despesas) operacionais	78.829	(161.321)	-305%	139.258	(71.315)	-151%	(1.902)	(1.598)	-16%	(32.324)	(31.570)	-2%	(26.203)	(56.838)	117%	-	-	-
Equivalência patrimonial	45.786	64.699	41%	59.140	67.882	15%	-	-	-	-	(45)	-	53.932	(16.529)	-131%	(67.286)	13.391	-120%
Resultado financeiro	(211.037)	(166.449)	-21%	(168.071)	(148.866)	-11%	(42.007)	(42.732)	2%	(1.420)	(5.579)	293%	461	30.728	6566%	-	-	-
Lucro (prejuízo) antes do IR/CSLL	198.928	29.230	-85%	218.679	66.914	-69%	170	5.716	3262%	19.175	(14.152)	-174%	28.190	(42.639)	-251%	(67.286)	13.391	-120%
Imposto de renda e contribuição social	(63.024)	(11.439)	-82%	(57.095)	(2.284)	-96%	(3.755)	(9.873)	163%	(7.370)	4.779	-165%	5.196	(4.061)	-178%	-	-	-
Lucro (prejuízo) líquido	135.904	17.791	-87%	161.584	64.630	-60%	(3.585)	(4.157)	16%	11.805	(9.373)	-179%	33.386	(46.700)	-240%	(67.286)	13.391	-120%
Lucro (prejuízo) líquido	135.904	17.791	-87%	161.584	64.630	-60%	(3.585)	(4.157)	16%	11.805	(9.373)	-179%	33.386	(46.700)	-240%	(67.286)	13.391	-120%
Imposto de renda e contribuição social	63.024	11.439	-82%	57.095	2.284	-96%	3.755	9.873	163%	7.370	(4.779)	-165%	(5.196)	4.061	-178%	-	-	-
Lucro antes dos impostos	198.928	29.230	-85%	218.679	66.914	-69%	170	5.716	3262%	19.175	(14.152)	-174%	28.190	(42.639)	-251%	(67.286)	13.391	-120%
Equivalência patrimonial	(45.786)	(64.699)	41%	(59.140)	(67.882)	15%	-	-	-	-	45	-	(53.932)	16.529	-131%	67.286	(13.391)	-120%
Resultado financeiro líquido	211.037	166.449	-21%	168.071	148.866	-11%	42.007	42.732	2%	1.420	5.579	293%	-461	-30.728	6566%	-	-	-
Depreciação e Amortização	155.042	163.220	5%	97.855	107.623	10%	33.534	33.596	0%	928	389	-58%	22.725	21.612	-5%	-	-	-
EBITDA	519.221	294.200	-43%	425.465	255.521	-40%	75.711	82.044	8%	21.523	(8.139)	-138%	(3.478)	(35.226)	913%	0	-	-100%
Reversão de provisão para litígios	(202.872)	45.391	-122%	(202.872)	45.391	-122%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Baixa de depósitos judiciais	39.781	771	-98%	39.781	771	-98%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EBITDA Ajustado	356.130	340.362	-4%	262.374	301.683	15%	75.711	82.044	8%	21.523	(8.139)	-138%	(3.478)	(35.226)	913%	0	-	-100%
Margem EBITDA Ajustado	25%	25%	-0,7 p.p.	65%	69%	4,3 p.p.	74%	72%	-2,1 p.p.	2%	-1%	-2,9 p.p.	-	-	-	0%	0%	0,0 p.p.

ENDIVIDAMENTO

	Dívida Bruta (R\$ milhões)	Indexador	Spread (%)	Amortização	Vencimento
Ventos do Piauí I	785,9				
BNDES	651,6	TJLP	2,16	16 anos	Jun. 2034
1ª Debênture	134,3	IPCA	5,47	À vista	Jun. 2024
Ventos do Piauí II e III	644,8				
BNDES	644,8	TLP	4,56	22 anos	Mar. 2045
Ventos do Araripe III	1.062,4				
Repasse	427,9	TJLP	3,15	12 anos	Dez. 2029
BNDES	452,9	TJLP	2,49	16 anos	Jun. 2035
1ª Debênture	181,6	IPCA	6,99	14 anos	Jul. 2032
VTRM – Holding	308,2				
1ª Debênture	308,2	CDI	1,48	À vista	Dez. 2024
CESP	2.027,1				
11ª Debênture	307,8	CDI	1,64	7 anos	Dez. 2025
12ª Debênture	1.719,3	IPCA	4,30	10 anos	Ago. 2030
Subtotal Total	4.828,3				
Arrendamento	6,8				
Total	4.835,1				