

Release de Resultados 1T25

Conferência de Resultados | 16/05 às 11:00 (BRT)

[Acesse o link](#)

Indicadores
1T25

Produção de Energia¹
1.899,2 GWh
3% ↓ a/a
(1T25 X 1T24)

Lucro Bruto de Energia²
R\$ 506,9 milhões
3% ↓ a/a
(1T25 X 1T24)

Lucro Bruto Unitário³
R\$ 269,8/ MWh
1% ↓ a/a
(1T25 X 1T24)

EBITDA²
R\$ 310,3 milhões
16% ↓ a/a
(1T25 X 1T24)

Caixa Total²
R\$ 1,83 bilhão
5% ↓ t/t
(1T25 x 4T24)

Lucro Bruto da
Plataforma de Energia⁴
R\$ 1,3 milhão
R\$ 41,2 milhões ↓ a/a
(1T25 x 1T24)

Dívida Líquida²
R\$ 8,73 bilhões
1% ↑ t/t
(1T25 x 4T24)

Lucro Líquido²
-R\$ 176,5 milhões
R\$ 72.0 milhões ↓ a/a
(1T25 x 1T24)

Notas: Acesse nossos dados financeiros completos em nossa Planilha de Financials, disponível em nosso website. (1) A Companhia concluiu a operação de permuta com a EDFR em 28 de março de 2024. A Companhia passou a consolidar 100% de Ventos da Bahia e não tem mais participação em Pirapora (a) a partir do 1T24 para dados de Balanço Patrimonial e (b) a partir do 2T24 para os resultados. Considera 100% em Pipoca e nos projetos de Geração Distribuída (GD). (2) Ajustado. Considera a participação proporcional de Investimentos da Serena. Líquido dos efeitos IFRS do Tax Equity e itens não-recorrentes/não-econômicos. (3) Lucro Bruto de Energia Ajustado/Produção de Energia Ajustada. (4) Não considera a receita de Atributos Ambientais.

<u>Sumário</u>	<u>4</u>
<u>A. Unidades de Negócio</u>	<u>5</u>
<u>1. Balanço Energético & Plataforma</u>	<u>7</u>
<u>2. Gestão de Ativos</u>	<u>10</u>
<u>3. Desenvolvimento</u>	<u>15</u>
<u>B. Performance Financeira</u>	<u>18</u>
<u>C. Métricas de Sustentabilidade</u>	<u>31</u>
<u>D. Demonstrativos Financeiros & Dados Operacionais</u>	<u>33</u>



SUMÁRIO 1T25

A Serena Energia reportou um EBITDA de R\$ 310 milhões no 1T25, uma queda de 16% em relação ao mesmo período do ano anterior, justificado principalmente por dois eventos não recorrentes relacionados a falhas na rede de transmissão. O primeiro foi o colapso de algumas das torres de transmissão que ligam a usina de Belo Monte à região Sudeste do Brasil, criando um gargalo de ~5 GW de escoamento para as renováveis durante os meses de janeiro e fevereiro, com impacto relevante sobre os nossos ativos no Nordeste, especialmente Assuruá e Ventos da Bahia. O segundo foi a maior indisponibilidade associada à entrada em operação de novas capacidades de transmissão e geração, que também afetou a produção ao longo do trimestre. Essas interrupções resultaram em uma perda de produção de 198 GWh, equivalente a uma redução de 15% no Lucro Bruto do período em comparação ao ano anterior.

A produção atingiu 1.899 GWh, 2,7% inferior ao mesmo período do ano anterior (ajustada pelos eventos não recorrentes teria sido de 2.128 GWh). A incidência de recursos no trimestre foi equivalente ao P72, comparado ao P91 no 1T24, e nas semanas em que estivemos paralisados na Bahia devido aos eventos pontuais de transmissão, a incidência foi próxima ao P30 — o que nos impediu de compensar as semanas de menor recurso registradas no início do ano. Se excluíssemos os impactos das restrições não recorrentes do trimestre, nossa produção teria crescido 9% em relação ao ano anterior, e teríamos reportado um EBITDA de ~R\$ 350 milhões.

Olhando para frente, esperamos que os próximos nove meses e o ano completo apresentem resultados sólidos. Os problemas isolados de transmissão já foram resolvidos, e tanto a sazonalidade quanto as posições favoráveis que temos no mercado de energia devem impulsionar um desempenho financeiro mais forte — especialmente no segundo semestre de 2025. Além disso, as condições do mercado de energia nos Estados Unidos permanecem favoráveis, e recentemente firmamos um novo PPA no formato *as-gen* para o projeto Goodnight 1, que deve reduzir substancialmente o risco de frustração do LBE em 2025 ao se aproveitar dos ainda elevados preços de curto prazo no Texas.

Em fevereiro, a Serena também fechou um PPA de longo prazo e um acordo de infraestrutura compartilhada entre o nosso ativo Goodnight 1 e um dos principais desenvolvedores de data centers voltados à IA dos Estados Unidos. O plano com esse novo cliente de longo prazo é fornecer infraestrutura e energia que possibilitem a instalação de um dos maiores campi de IA do país nas proximidades de Goodnight, após o cumprimento de certas condições precedentes que devem ser concluídas nos próximos 90 dias. Essa transação representa um novo passo rumo à consolidação do Goodnight 1 e de futuras expansões da Serena, nos posicionando como um dos principais fornecedores de energia para empresas de tecnologia nas regiões em que atuamos.

No dia 14 de maio, anunciamos uma proposta de fechamento de capital liderada pela Actis/General Atlantic e GIC Infra. O preço da transação, de R\$ 11,74 por ação, oferece aos acionistas um prêmio de 122,3% em relação ao preço de fechamento das ações da Serena em 2 de janeiro de 2025, e um prêmio de 24,6% em relação ao preço médio ponderado por volume (VWAP) dos últimos 30 dias.

Se concluída, a transação marca uma alteração de controle e a saída completa da Tarpon após 17 anos sendo um valioso acionista da companhia. Após a conclusão da operação, Actis, GIC Infra e nosso CEO Antonio Bastos Filho passarão a integrar um novo acordo de acionistas, e Antonio permanecerá como sócio executivo da companhia.

Acreditamos que operar como uma empresa privada apoiada por investidores globais com capital de longo prazo pode contribuir de forma relevante para nossa jornada de crescimento sustentável nos próximos anos.

1T25 HIGHLIGHTS

Produção de Energia⁴

- 1.899,2 GWh : -3% a/a

Rentabilidade

- R\$ 270/MWh Lucro Bruto Unitário⁵: -1% a/a
- R\$506,9 mm Lucro Bruto de Energia¹: -3% a/a
- R\$ 310,3 mm EBITDA¹: -16% a/a
- -R\$ 176,5 mm Lucro Líquido¹: +69% a/a
- R\$ 2,0 mm Lucro Caixa

Caixa e Financiamento

- Fluxo de Caixa Recorrente¹ de R\$ 124 mm: -56% a/a
- R\$ 1,83 bi Caixa Total Aj.¹: -5% t/t e +17% a/a
- R\$ 8,59 bi Dívida Líquida Aj.¹: +1% t/t e +2% a/a
- Dívida Líquida / EBITDA da Serena Geração : 3,6x (Vs 4,5x Covenant)

Desenvolvimento

- Todos os projetos de GD aprovados com montagem e construção civil concluídas.
- 32 usinas de GD já conectadas (83,9 MW) em abril de 2025 vs. 31 usinas (81,4 MW) ao final do 4T24
- 6 usinas de GD aguardando conexão (15,0 MW) em abril de 2025 vs. 7 usinas (17,5 MW) ao final do 4T24

PRINCIPAIS INDICADORES

1

Plataforma & Balanço de Energia

Indicadores	Unidade	1T25	1T24	Var.	4T24	Var.
Plataforma de Energia						
Vendas de Energia	GWh	2.377	1.190	100%	1.725	38%
Balanço Energético – Portfólio Ativos						
Capacidade Instalada Contratada ¹	MW	2.803,7	2.796,8	0%	2.803,7	0%
GF vendida através de acordos de fornecimento de energia (2025-34) ²	%	92%	87%	5 p.p.	91%	1 p.p.
P50 vendido através de Acordos de fornecimento de energia (2025-34) ³	%	88%	83%	5 p.p.	88%	0 p.p.
Preço Médio de Vendas (2025-34) ⁴	R\$/MWh	234,4	218,2	7%	231,8	1%

2

Gestão de Ativos

Capacidade Instalada Operacional	MW	2.803,7	2.683,3	4%	2.801,2	0%
Produção de Energia ¹	GWh	1.899,2	1.950,9	-3%	2.953,5	-36%
Recurso Bruto	GWh	2.359,7	2.164,6	9%	3.373,4	-30%
Disponibilidade	GWh	5.509,1	5.559,2	-1%	5.750,5	-4%
Disponibilidade	%	94,5%	96,2%	-2 p.p.	94,6%	0 p.p.
Disponibilidade Ajustada ⁵	%	95,5%	96,8%	-1 p.p.	96,9%	-1 p.p.

3

Desenvolvimento⁶

Assuruá 5: Execução (243,6 MW)	COD ⁷ %	100%	100%	0 p.p.	100%	0 p.p.
Goodnight 1: Execução (265,5 MW)	COD ⁷ %	85%	35%	49 p.p.	82%	3 p.p.
GD: Execução (98,9 MW)	NTP ⁸ %	91%	85%	6 p.p.	91%	0 p.p.
GD: Lançado (108,5 MW)	MW	6.540,8	6.540,8	0%	6.540,8	0%

Notas: Acesse nossos dados financeiros completos em nossa Planilha de Financials, disponível em nosso website. (1) A Companhia concluiu a operação de permuta com a EDFR em 28 de março de 2024. A partir do 2T24, a Companhia passou a consolidar 100% de Ventos da Bahia, e não tem mais participação em Pirapora. Considera 100% em Pipoca e nos projetos de Geração Distribuída (GD). (2) Para o portfólio BR considera perdas de rede básica e perdas internas. (3) P50 líquido do impacto de efeito esteira decorrente das expansões e ponderado por dados operacionais. Considera perdas de rede básica e perdas internas do portfólio BR. (4) Preços médios na data-base 01/01/2025 para o 4T24 e data-base 01/01/2024 para o 1T24 e 4T24. Considera participação proporcional dos Investimentos da Serena para o 1T24. Considera 100% de Ventos da Bahia 1, 2 e 3 a partir do 2T24. (5) Disponibilidade Ajustada é a disponibilidade do portfólio no período ajustada pelos reembolsos contratuais dos fornecedores de O&M (ou seja, um equivalente à disponibilidade financeira). (6) Considera o status do projeto ao final do trimestre. (7) Data de Operação Comercial, ou seja, a data em que o Investimento atingiu o estágio operacional completo. (8) Notice to Proceed, que significa a aprovação do investimento pelo Conselho de Administração.



 **serena**



Complexo Assuruá – 808.1 MW

ABERTURA DO BALANÇO ENERGÉTICO – Portfólio Ativos (Exclui a Plataforma de Energia)

Recursos & Vendas de Energia

Produção Futura Vendida

Preço Médio⁹
(Data-base: Dez/24)

Distribuição do Portfólio de Energia ¹ [MWm]	2025	2026	2027	2028	2029	2030-2034 ⁹
Total Recursos Sob Gestão (A)	1.603,8	1.451,6	1.456,6	1.442,6	1.341,6	1.293,6
Garantia Física – Eólico (BR) ²	1.075,8	1.075,8	1.075,8	1.075,8	1.075,8	1.075,8
Garantia Física – Hídrico (BR) ²	40,7	40,7	40,7	40,7	40,7	40,7
Geração Distribuída – P50 – Solar (BR)	30,7	30,7	30,7	30,7	30,7	30,7
P50 Certificação – Eólico (US)	100,4	100,4	100,4	100,4	100,4	100,4
Compra para revenda (BR)	356,2	204,0	209,0	195,0	94,0	46,0
Vendas de Energia (B)	1.554,3	1.408,0	1.370,8	1.395,2	1.331,5	1.127,5
Mercado Regulado (BR)	514,7	514,7	514,7	514,1	514,7	501,8
Mercado Livre (BR) ³	958,8	812,4	775,2	800,2	735,9	554,8
Opção de Venda (US)	50,2	50,2	50,2	50,2	50,2	40,2
Geração Distribuída – Solar (BR)	30,7	30,7	30,7	30,7	30,7	30,7
Energia Descontratada (C = A-B)	49,5	43,6	85,8	47,3	10,1	166,1
Produção Futura Vendida [%] (D = B/A)	97%	97%	94%	97%	99%	87%
Energia Vendida (@Garantia Física) ⁴	97%	97%	94%	97%	99%	87%
Energia Não Vendida (@Garantia Física)	3%	3%	6%	3%	1%	13%
Energia Não Vendida (@P50) ⁵	7%	7%	10%	7%	5%	17%
Preço Médio de Venda ^{6,9} [R\$/MWh]	239,0	247,4	248,2	227,5	231,7	230,7
Mercado Regulado ^{1,6,9} (R\$/MWh)	252,6	252,6	252,6	252,5	252,6	245,9
Mercado Livre ^{1,6,9} (R\$/MWh)	225,2	234,8	234,5	199,4	205,0	201,7
Preço Merchant – Goodnight (US\$/MWh) ^{6,7}	35,4 (R\$ 203,2)	42,4 (R\$ 243,7)	45,6 (R\$ 261,7)	43,9 (R\$ 252,1)	42,7 (R\$ 245,0)	41,0 (R\$ 235,5)
Geração Distribuída (R\$/MWh) ^{6,8}	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0

Notas: Acesse nossos dados financeiros completos em nossa Planilha de Financeiros, disponível em nosso website. (1) Considera participação proporcional de investimentos da Serena (50% em Pirapora e Ventos da Bahia 1, 2 e 3, e 51% em Pipoca) para o IT24. A partir do 2T24, após a conclusão da operação de permuta com a EDFR em 28 de março de 2024 ([Comunicado ao Mercado](#)), considera 100% de Ventos da Bahia 1, 2 e 3. (2) Para o portfólio BR considera perdas de rede básica e perdas internas. (3) Contratos de Mercado Livre inclui PPAs tradicionais e arranjos já assinados de autoprodução (Delta 7 e 8, Chuí, Assuruá 4, Assuruá 5, Ventos da Bahia 3, Indaiá). (4) Para o portfólio BR, assume a garantia física. (5) Para o portfólio BR, assume o P50 (líquido de perdas da rede básica e perdas internas). (6) Preços médios na data-base 01/01/2025. (7) Taxa de câmbio de R\$/US\$ 6,18. Considera o índice capturado calculado através da ICE para preços futuros. (8) Não considera a Variação anual de tarifas. (9) Média ponderada.

PORTFÓLIO: DESTAQUES

Balanço Energético – Ex Plataforma de Energia

Atualmente, aproximadamente 92%¹ da nossa Garantia Física está contratada em média para os próximos 10 anos (2025–2034). Novas transações de venda de energia (concluídas e a serem concluídas) do nosso portfólio existente têm o potencial de aumentar nosso EBITDA ao longo dos próximos 10 anos.

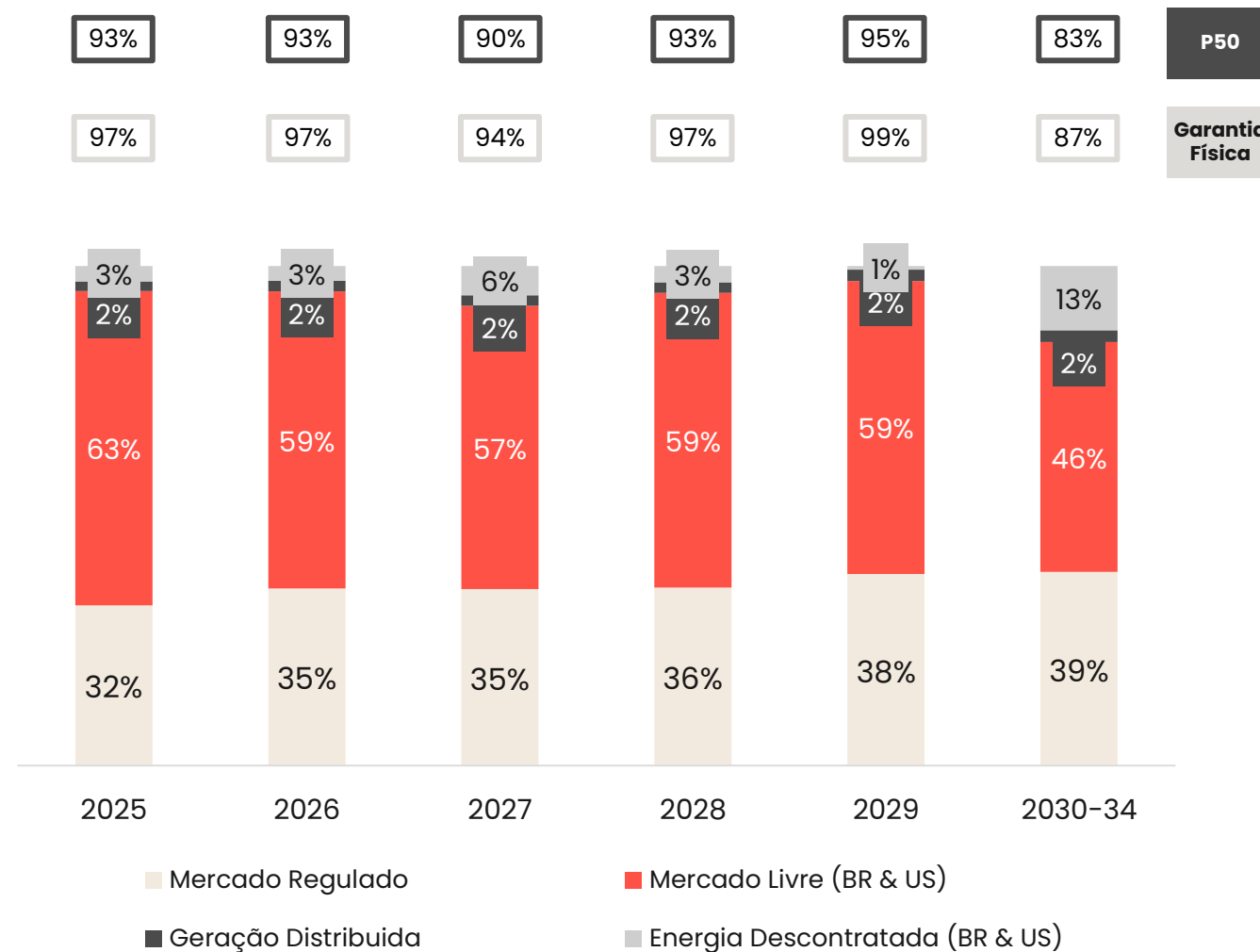
- Para o portfólio de geração centralizada no Brasil, cerca de 96% da energia está contratada entre 2025 e 2034 (~91% contratada com base no P50).
- Nos Estados Unidos, assinamos um PPA do tipo *as-gen*, que reduz significativamente nossa exposição ao mercado livre nos anos de 2025 e 2026. Também firmamos um acordo preliminar com uma empresa de tecnologia dos EUA para a compra de energia dos projetos Goodnight 1 e 2.
- Nossos esforços de vendas para geração distribuída (GD) no Brasil continuam em expansão, e recentemente atingimos o marco de fornecer energia para mais de 10.000 clientes, enquanto continuamos acelerando nossa curva de vendas.

Preço Médio

Nosso preço médio² de venda entre 2025 e 2034 é de **R\$ 235,1/MWh**:

- Para o portfólio de geração centralizada no Brasil, o preço médio² de venda é de **R\$ 227,9/MWh** até 2034 (mercados livre e regulado).
- US\$ 42,3/MWh**, esperado, para o projeto Goodnight 1 (energia + RECs) até 2033²; veja a sazonalidade real dos trimestres de 2023 e 2024 na [página 21](#);
- R\$ 500/MWh** de preço médio para Geração Distribuída.

Balanço Energético – Ex Plataforma de Energia (% nível de contratação @Garantia Física³ e @P50⁴)



PLATAFORMA DE ENERGIA: DESTAQUES

Volumes de Energia no Mercado Livre e Desempenho Financeiro

- **R\$ 1,3 mm** em Lucro Bruto da Plataforma de Energia 1T25.
- **2.384,2 GWh** de energia vendida no 1T25.

Lucro Bruto de Energia Realizado – Mercado Livre

Atualmente temos R\$ 274,0 mm em Lucro Bruto de Energia Realizado na Plataforma de Energia, a ser convertido em caixa nos próximos 10 anos (R\$ 188 mm nos próximos 3 anos).

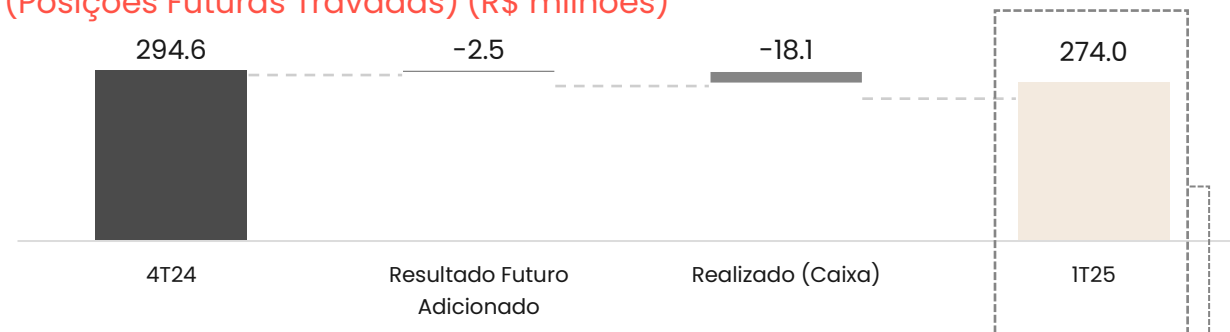
- Posições de compra e venda totalmente travadas, garantindo fluxos de caixa previsíveis, com exposição negligenciável à variação de preços futuros.

Geração Distribuída¹

- 144,5 MW em projeto contratados (incluindo os investimentos proprietários da Serena e contratos com outros fornecedores), resultando em uma margem de comercialização esperada de R\$ 20–25 milhões por ano quando todos os projetos estiverem operacionais.
- Expectativa de R\$ 200–250 mm adicionais até 2034 em Lucro Bruto de Energia, vindo de ativos em construção e em vias de iniciar fornecimento.

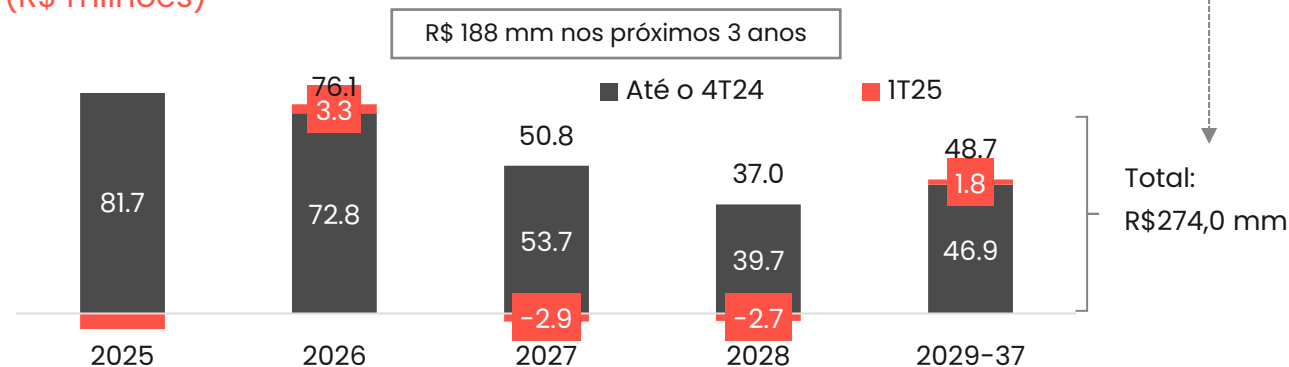
Lucro Bruto de Energia Realizado

(Posições Futuras Travadas) (R\$ milhões)



Curva de Conversão em Caixa – Lucro Bruto Realizado

(R\$ milhões)



	2025	2026	2027	2028	2029-37
Volume total transacionado (MWm)	1.175,9	740,2	459,3	218,8	24,9

Sumário Operacional

No 1T25, produção diminuiu em 3% a/a apesar de melhores recursos, principalmente devido a eventos não recorrentes de curtailment

A. Unidades de Negócios

2. Gestão de Ativos

Ativos Operacionais	Capacidade Instalada (MW)	P50 (MWm.) ^{4,5}	Garantia Física (MWm.) ⁵	Produção de Energia (GWh)		
				1T25	1T24	Var.
Portfólio BR – Geração Centralizada	2.439,3	1.226,0	1.154,9	1.638,1	1.730,0	-5%
Complexo Delta	573,8	316,6	296,6	399,5	445,8	-10%
Complexo Bahia	1.172,2	645,0	586,7	766,2	652,2	17%
Assuruá	808,1	454,2	414,2	458,9	517,5	-11%
Ventos da Bahia ¹	364,1	190,9	172,5	307,3	134,7	128%
Complexo SE/CO	110,6	54,7	54,2	127,7	243,7	-48%
Pipoca ²	20,0	10,3	11,9	27,7	33,4	-17%
Serra das Agulhas	30,0	12,9	12,9	36,7	60,1	-39%
Indaiás	32,5	23,7	22,4	49,3	47,6	3%
Gargaú	28,1	7,9	7,1	14,1	11,4	23%
Pirapora ¹	-	-	-	0,0	91,2	n.a.
Complexo Chuí	582,8	209,6	217,4	344,6	388,3	-11%
Portfólio US – Geração Centralizada	265,5	100,4	n.a.	238,1	220,9	8%
Complexo Goodnight	265,5	100,4	n.a.	238,1	220,9	8%
Total Portfólio – Geração Centralizada	2.704,8	1.326,3	1.154,9	1.876,1	1.950,9	-4%
Portfólio GD³	83,9	26,0	n.a.	23,0	0,0	n.a.
Total Portfólio Serena	2.788,7	1.352,4	1.158,9	1.899,2	1.950,9	-3%
Outros Indicadores Operacionais	-	-	-	1T25	1T24	Var.
Recurso Bruto (GWh) – Portfólio	-	-	-	2.359,7	2.164,6	9%
Disponibilidade (%) – Portfólio	-	-	-	94,5%	96,2%	-2 p.p.
Disponibilidade Aj. (%) ⁶ – Portfólio	-	-	-	95,5%	96,8%	-1 p.p.

Notas: Acesse nossos dados financeiros completos em nossa Planilha de Financeiros, disponível em nosso website. (1) A Companhia concluiu a operação de permuta com EDFR em 28 de março de 2024. A partir do 2T24, a Companhia passou a consolidar em seu resultado operacional 100% de Ventos da Bahia, e não tem mais participação em Pirapora. (2) Considera 100% de Pipoca. (3) Considera 100% nos projetos de Geração Distribuída (GD). (4) P50 de longo-prazo. Líquido de efeito esteira de todas as expansões e ponderado por dados operacionais. (5) Não considera perdas da rede básica e perdas internas. (6) Disponibilidade Ajustada é a disponibilidade do portfólio no período ajustada pelos reembolsos contratuais dos fornecedores de O&M (ou seja, um equivalente à disponibilidade financeira).

Produção de Energia (análise a/a)

Durante o 1T25, a produção de energia caiu em relação a/a, principalmente devido ao impacto do Curtailment especialmente no Cluster Bahia – e, em uma menor escala, no Cluster Delta. O Curtailment observado no 1T se deu principalmente por razões elétricas (~65% classificado como corte elétrico, que é parcialmente reembolsável por ser um evento restrito relacionado a interrupções na rede).

1T25 vs. 1T24

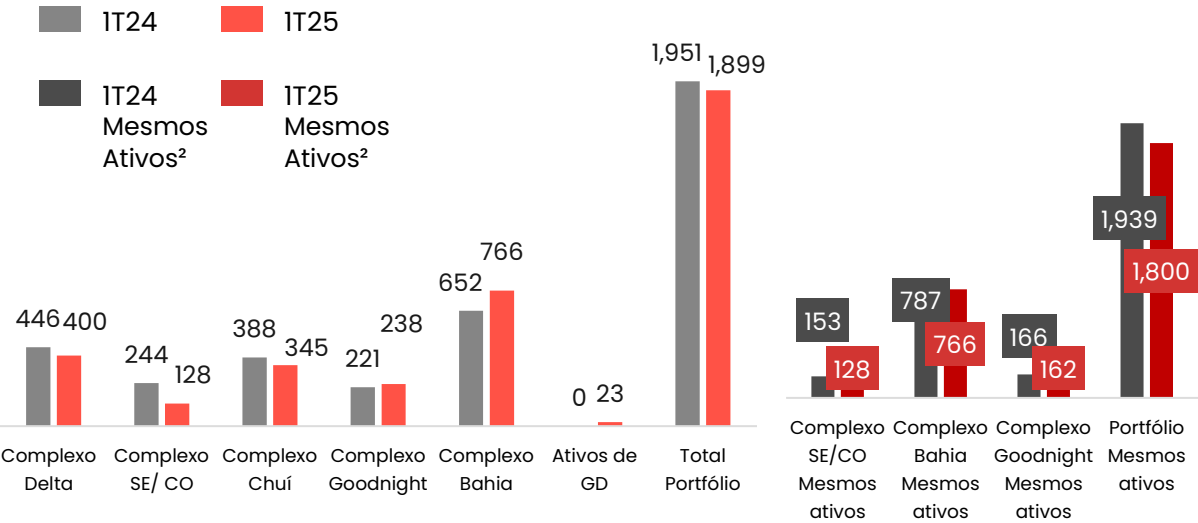
Produção de Energia¹ in 1T25 diminuiu 2,7% a/a para 1.899,2 GWh, principalmente devido a:

↑ 17,2 GWh de Goodnight 1, que iniciou a sua fase de ramp-up em novembro de 2023 e atingiu operação completa no início de 2024, bem como uma melhor incidência de recursos a/a;

↑ 23,0 GWh de produção nas nossas usinas GD que estão conectadas à rede;

↓ Na mesma base de ativos (ativos com ramp-up total e excluindo os efeitos de asset-swap), produção diminuiu -7,2% a/a. A/a, Delta (-10,4%), Bahia (-2,6%), Chuí (-11,2%), e SE/CO (-16,2%, significando 24,8 GWh).

Produção de Energia¹ (por Cluster) – em GWh



Notas: Acesse nossos dados financeiros completos em nossa Planilha de Financeiros, disponível em nosso website. (1) A Companhia concluiu a operação de permuta com EDFR em 28 de março de 2024 (Comunicado ao Mercado). A partir do 2T24, a Companhia consolidou 100% de Ventos da Bahia em seus resultados operacionais. Considera 100% em Pipoca e nos projetos de Geração Distribuída (GD). (2) A comparação de mesmos ativos no ano a ano considera: (A) Fase de ramp-up de Goodnight 1 entre Nov/23 e Feb/24; (B) 100% de Ventos da Bahia e 0% de Pirapora entre Abr/23 e Abr/24; (C) Ativos de Geração Distribuída a partir do 3T24. (3) Geração esperada para um determinado nível de recurso. Fonte: ERA5 (European Centre for Medium-Range Weather Forecasts Reanalysis v5) e dados da Companhia.

INCIDÊNCIA DE RECURSOS (vs. Esperado) – em GWh

Cluster	Recurso Bruto ³ vs. Esperado (1T25)	Comentários 1T25
Complexo Delta (573.8 MW)	-28,6 GWh (-5,9%)	Os recursos de Delta foram impactados pelo maior índice de precipitação na região durante Janeiro. Fevereiro e Março estiveram em linha com a media histórica.
Complexo Bahia (990.2 MW)	-10,4 GWh (-0,9%)	Os recursos do Cluster Bahia estiveram virtualmente em linha com o P50 no primeiro trimestre. Janeiro iniciou abaixo da media histórica mas foi compensada pelos bons recursos em Fevereiro e Março.
Complexo SE/CO (110.6 MW)	-26,2 GWh (-17,0%)	Recursos hídricos 16% (-21,2 GWh) abaixo do esperado. Recursos eólicos 26% (-5,2 GWh) abaixo do esperado.
Complexo Chuí (582.8 MW)	-86,7 GWh (-19,3%)	Recursos em Chuí foram impactados pela dinâmica de ciclones e frentes frias na região.
Complexo Goodnight (265.5 MW)	+18,2 GWh (+7,4%)	Recursos em Goodnight foram impactados pelas dinâmicas favoráveis de ciclones na região.
Total	-141,1 GWh (-5,6%)	

EFICIÊNCIA OPERACIONAL (abertura 1T25)

A eficiência operacional bruta (produção efetiva de energia) e líquida (produção econômica) no 1T25 foram respectivamente 375 GWh e 218 GWh abaixo da nossa meta de longo prazo. A eficiência operacional bruta decorre principalmente de um impacto na produção de 306 GWh por *curtailment* (dos quais ~65% são classificados como elétricos, sujeito a regras específicas de reembolso) e 71 GWh em perdas de disponibilidade antes dos reembolsos de FSA, parcialmente compensado por 2 GWh resultante de um melhor desempenho técnico de nossos sistemas eólicos:

↓ Disponibilidade: perda 71 GWh (~R\$ 8,1 mm) principalmente por procedimentos de manutenções corretivas em Ventos da Bahia e Cluster Delta, dos quais ~60% é coberto pela garantia de disponibilidade dos nossos contratos de serviços (detalhados no gráfico abaixo), resultadno em perda líquida de 22 GWh.

↑ Performance: ganho de 2 GWh (~R\$ 0,2 mm) nos Deltas e Chui, decorrentes de iniciativas como ETPO¹ e *power-up*, que melhoram o desempenho de nossas turbinas.

↓ Curtailment : perda de 306 GWh (~R\$ 39,7 mm), antes da restituição do ONS. Dentro do nosso portfólio, o cluster da Bahia (260 GWh) teve o maior impacto neste trimestre. Do montante total de *curtailment*, ~85% está relacionado a eventos pontuais que reduziram a capacidade de exportação da rede de transmissão, sendo classificados pelo regulador como elétricos ou de confiabilidade, conforme explicação abaixo. Seguindo a metodologia de reembolso vigente, neste trimestre provisionamos o ressarcimento de 108 GWh (~R\$ 9,8 mm), levando a um impacto líquido por *curtailment* de 198 GWh (R\$ 29,9 mm).

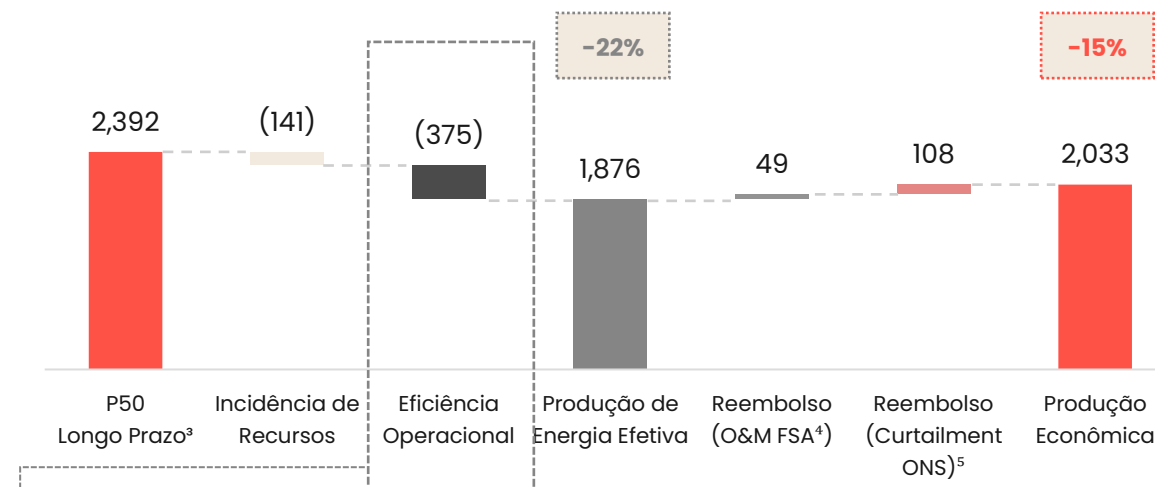
Impactos de Curtailment no 1T25:

Janeiro: Na primeira metade do mês, o corte foi devido principalmente à demanda sazonalmente baixa em todo o sistema, que criou um corte energético. A partir do dia 22, a queda de algumas torres da linha de transmissão que conecta a usina de Belo Monte à região Sudeste criou uma restrição de ~5GW na produção renovável que terminou em 13 de fevereiro, o que levou a um volume relevante de corte por motivos elétricos.

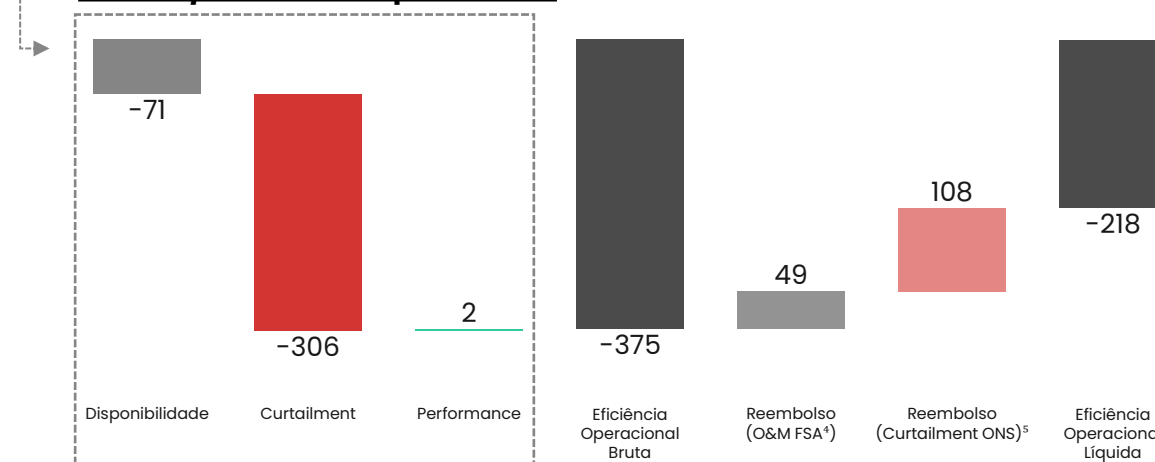
Fevereiro: Conforme mencionado acima, os eventos de restrição elétrica persistiram até o dia 13. Depois disso, um evento de confiabilidade no final do mês criou um novo evento de restrição.

Março: Em março, houve uma relativa normalização dos impactos de *curtailment*. Entretanto, houve um segundo evento de confiabilidade no trimestre com o início das operações de uma nova linha de transmissão que causou um impacto não recorrente de *curtailment* no trimestre. A linha em questão beneficiará o Cluster Bahia.

Análise Performance Operacional (Geração Centralizada) – 1T25 em GWh



Build-up Eficiência Operacional

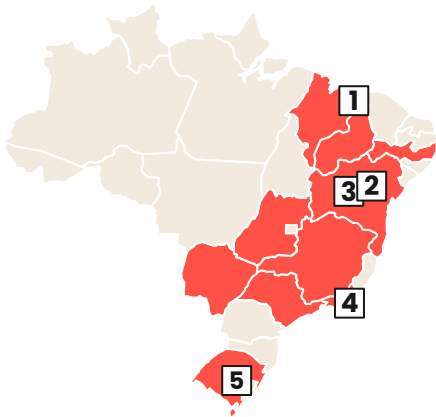


Visão Geral Curtailment

O portfólio da Serena tem exposição abaixo da média ao *curtailment*. Nos ativos do Nordeste, eventos pontuais ampliaram o impacto de *curtailment* no 1T25

As perdas de energia totalizaram 15,3% no 1T25 enquanto as perdas do Lucro Bruto de Energia foi de 8,6%. Desconsiderando os eventos não recorrentes, a perda de energia no período diminui para 6,8%

- Delta PI, VDBI e Gargaú estão conectadas à rede de distribuição, sem *curtailment* elétrico;
- Chuí está em uma região com baixo *curtailment* elétrico.
- Delta MA está em uma região com baixo *curtailment* elétrico; entretanto, uma indisponibilidade exepcional no escoamento do Sistema de Belo Monte aumentou o impacto no ativo.



#	Ativos	Conexão	Perda Produção de Energia (1T25)				Perda Lucro Bruto de Energia (1T25)				Perfil de Produção	PPA – Mercado
			Total	Elétric.	Conf.	Energ.	Total	Elétric.	Conf.	Energ.		
1	Delta PI (Delta 1 e 2) 147,8 MW	Distribuição: SE Tabuleiros II	-	-	-	-	-	-	-	-	Conectado à rede de distribuição e não exposto a restrições determinadas pelo ONS.	Regulado (LEN)
1	Delta MA (Delta 3, 5 & 6, 7 & 8) 426,0 MW	Transmissão: SE Miranda II	10,6%	6,1%	0,1%	4,4%	7,9%	5,5%	0,0%	1,6%	Eventos em 2024 motivados principalmente por razões energéticas. O perfil de geração diurna deste ativo durante a safra tem uma maior sobreposição com os períodos de excesso de oferta.	Delta 3: Regulado (LEN/LER) Delta 5 & 6: Regulado (LEN) Delta 7 & 8: Mercado livre
2	Ventos da Bahia 1 66,0 MW	Distribuição: SE Bonito	-	-	-	-	-	-	-	-	Conectada à rede de distribuição e não exposta a restrições determinadas pelo ONS.	Regulado (LEN)
2	Ventos da Bahia 2 116,6 MW	Transmissão: SE Morro do Chapéu II	19,8%	14,2%	2,3%	3,4%	13,0%	10,3%	1,1%	1,6%	Aumento dos eventos de indisponibilidade da rede causado pela integração de novos geradores e obras de transmissão.	Regulado (LER)
2	Ventos da Bahia 3 181,5 MW	Transmissão: SE Morro do Chapéu II										Regulado (LEN) + Mercado Livre
3	Assuruá 1, 2 e 3 353,0 MW	Transmissão: Assuruá 1 and 2 – SE Irecê; Assuruá 3 – SE Gentio do Ouro II	36,4%	21,1%	10,4%	5,0%	17,7%	12,0%	3,7%	1,9%	Maiores restrições de transmissão devido ao evento de blackout. O impacto sobre o LBE é reduzido devido à exposição ao mercado livre e à menor produção nas horas de pico solar.	Assuruá 1 e 2: Regulado (LER) Assuruá 3: Regulado (LEN)
3	Assuruá 4 e 5 455,1 MW	Transmissão: SE Gentio do Ouro II										Mercado Livre
4	Gargaú 28,1 MW	Distribuição: SE Santa Clara	-	-	-	-	-	-	-	-	Conectada à rede de distribuição e não exposta a restrições determinadas pelo ONS.	Proinfa
5	Chuí 582,8 MW	Transmissão: SE Santa Vitória do Palmar 2	2,1%	0,0%	0,0%	2,1%	0,4%	0,0%	0,0%	0,4%	Restrições motivadas exclusivamente por razões energéticas. A exposição a contratos de mercado livre reduz o impacto sobre o LBE.	Mercado Livre
Serena Brasil			15,3%	9,4%	3,1%	2,8%	8,6%	6,0%	1,3%	1,2%		

Notas: Acesse nossos Dados Financeiros completos em nossa Planilha de Financials, disponível em nosso website. Fonte: Dados da Companhia. Porcentagem é calculada baseada no Portfólio completo da companhia no Brasil, incluindo GD.



Paulinho Neves e
Barreirinhas, MA

Geração Distribuída

SE, NE and MW (98,9 MWac¹)

82% das nossas usinas foram conectadas à rede, com as demais ainda aguardando as ditribuidoras



83,9_{MW}

Conectados
à rede

15,0_{MW}

Aguardando
conexão

0,0_{MW}

Em construção

Energização:

84%

Montagem:

100%

Obra Civil:

100%

Suprimentos:

100%

Outras Informações:

Expectativas EBITDA³
Ano Completo:
R\$ 75 mm – R\$ 85 mm

Fornecedor: WEG

Fator de Capacidade: ~31%
(first year)

Full COD: 2025

CAPEX:

R\$ 440 mm²

CAPEX Total Estimado⁴:

R\$ 431 mm – R\$ 481 mm

Notas: Acesse nossos dados financeiros completos em nossa Planilha de Financials, disponível em nosso website. (1) A Companhia atualmente detém participação de 70%. 87 MW da JV com Apolo (70%), 6,9 MW de outra parceria (50%) e 5 MW de Investimento próprio da Serena (100%). (2) Até o 11/2025. Participação proporcional da Companhia. (3) Primeiro ano completo de EBITDA para 100% da capacidade contratada. Participação proporcional da Companhia. (4) Participação proporcional da Companhia.



UFV Avanhadava I



Pipeline atual de desenvolvimento

Indicadores	GD em Curso	GD Futuro	Goodnight 2	Assuruá Híbrido (Solar)	Pipeline Eólica		Pipeline Solar		Pipeline Eólico		Pipeline Armazenamento	Total
	(Em construção e NTP)	(Pronto para construir)	(Pronto para construir)	(Estágio Avançado)	(Estágio Avançado)		(Estágio Inicial + Intermediário)		(Estágio Inicial + Intermediário)		(Estágio Inicial)	BR + US
Localização	BR	BR	US	BR	BR	US	BR	US	BR	US	US	BR + US
	BR	BR	Texas, US	Bahia, BR	-	-	-	-	-	-	-	-
Capacidade Potencial ¹	98,9 MWac	9,6 MWac	265,5 MW	100 MW	124,8 MW	-	Até 4.200 MWac	Até 260 MWac	Até 864 MW	Até 510 MW	Até 108 MW	Até 6.540,8 MW
Fator Capacidade (%)	~31% (Primeiro Ano)	29% - 32% (Primeiro Ano)	37.8%	28% - 33%	40% - 60%	-	28% - 33%	~26%	~52%	38% - 42%	-	-
Início da Obra	Junho 2023	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Operação Comercial	2025	2025	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Participação Serena ²	70%	70%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	-
Expectativa de Capex	R\$ 431 mm - R\$ 481 mm (Part. Serena) ⁴	R\$ 111 mm - R\$ 151 mm (Part. Serena) ⁴	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CAPEX Investido ²	R\$ 440 mm (Part. Serena)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Dívida	Todas as fases: até 80% (pendentes: Fundo Clima e Fimem do BNDES)		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Expectativa EBITDA ³	R\$ 75 mm - R\$ 85 mm (Part. Serena em 2026)	R\$ 8 mm - R\$ 18 mm (Part. Serena em 2026)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Notas: Acesse nossos dados financeiros completos em nossa Planilha de Financeiros, disponível em nosso website.(1) Pode variar conforme layout. (2) Até o Q1 2025 (3) Primeiro ano completo do ativo. Em termos nominais.. (4) Inclui aquisição de projeto e fees de desenvolvimento.

PRINCIPAIS INDICADORES

1

Sumário de Rentabilidade

	Unidade	1T25	1T24	Var.	4T24	Var.
Lucro Bruto de Energia Aj. ¹	R\$mm	506,9	524,6	-3%	944,5	-46%
Lucro Bruto de Energia	R\$mm	547,3	461,9	19%	954,6	-43%
Lucro Bruto Unitário ²	R\$/MWh	269,8	271,2	-1%	322,4	-16%
EBITDA Ajustado ³	R\$mm	310,3	367,9	-16%	757,8	-59%
Margem EBITDA Ajustada ⁴	%	61,2%	70,1%	-8,9 p.p.	80,2%	-19 p.p.
EBITDA	R\$mm	354,4	687,1	-48%	762,3	-54%
Lucro (Prejuízo) Líquido Aj.	R\$mm	-176,5	-104,5	69%	241,8	-173%
Lucro (Prejuízo) Aj. ³	R\$mm	-155,5	135,5	-215%	227,0	-168%

2

Sumário de Caixa e Financiamento

Dívida Líquida Ajustada ¹	R\$mm	8.593,7	8.500,7	1%	8.521,0	1%
Dívida Líquida	R\$mm	8.729,6	8.599,6	2%	8.651,2	1%
Posição de Caixa Ajustada ¹	R\$mm	1.837,3	1.552,3	18%	1.923,7	-4%
Posição de Caixa	R\$mm	1.827,5	1.567,7	17%	1.915,6	-5%
Fluxo de Caixa Operacional AJ. ¹	R\$mm	123,5	281,7	-56%	491,7	-75%

Notas: Acesse nossos dados financeiros completos em nossa Planilha de Financials, disponível em nosso website. (1) Considera participação proporcional de Investimentos da Serena. Líquido dos efeitos IFRS do Tax Equity. A Companhia concluiu a operação de permuta com a EDFR em 28 de março de 2024 (Comunicado ao Mercado). A Companhia passou a consolidar 100% de Ventos da Bahia, e não tem mais participação em Pirapora (a) a partir do 1T24 para dados de Balanço Patrimonial e (b) a partir do 2T24 para os resultados. (2) Lucro Bruto de Energia Ajustado/Produção de Energia Ajustada. (3) Ajustado. Considera participação proporcional de investimentos não consolidados. Líquido dos efeitos IFRS do Tax Equity e de itens não recorrentes/não econômicos. (4) EBITDA Ajustado/Lucro Bruto de Energia Ajustado.

Sumário de Rentabilidade

No 1T25, o EBITDA Ajustado^{1,4} diminuiu 16% vs. 1T24.

P&L (R\$ milhões)	1T25	1T24	Var.
Receita Líquida	1.156,3	687,9	68%
Compras de energia líquidas de créditos (PIS/Cofins)	-608,9	-226,0	169%
Lucro Bruto de Energia	547,3	461,9	19%
Custos de Operação e Manutenção	-113,3	-82,7	37%
Encargos Regulatórios	-41,5	-32,1	29%
Despesas Gerais e Administrativas	-39,7	-31,1	28%
Outras receitas (despesas) operacionais	-1,6	368,2	-100%
Equivalência Patrimonial	3,3	2,9	13%
EBITDA	354,4	687,1	-48%
Depreciação e Amortização	-202,3	-161,0	26%
EBIT	152,1	526,1	-71%
Resultado Financeiro Líquido	-289,3	-238,9	21%
EBT	-137,1	287,3	-148%
IR/CSLL	-18,3	-151,7	-88%
Lucro (prejuízo) Líquido	-155,5	135,5	-215%
Lucro Bruto de Energia Ajustado ¹ (R\$ milhões)	1T25	1T24	Var.
Lucro Bruto de Energia	547,3	461,9	19%
Lucro Bruto de Energia das JVs	1,4	73,2	n.a.
Alocação do Parceiro de Tax Equity ²	-41,8	-10,47	299%
Lucro Bruto de Energia Ajustado	506,9	524,6	-3%
Lucro Bruto Unitário (R\$/MWh) ³	268,8	271,2	-1%
Custos e Despesas Ajustado ¹ (R\$ milhões)	1T25	1T24	Var.
Custos e Despesas	-196,2	222,3	-188%
(-) Itens não recorrentes	0,0	-364,9	-100%
Custos e Despesas de JVs	-0,8	-14,3	-94%
Alocação do Parceiro de Tax Equity ²	0,4	0,2	128%
Custos e Despesas Ajustado	-196,6	-156,7	25%
Custos e Despesas (R\$/MW)	-70,7	-58,4	21%
D&A das JVs	1,1	-19,0	-106%
EBITDA Ajustado ^{1,4} (R\$ milhões)	1T25	1T24	Var.
EBITDA	354,4	687,1	-48%
(-) Equivalência Patrimonial	3,3	2,9	13%
(-) Itens não-recorrentes	0,0	364,9	-100%
EBITDA das JVs	0,6	58,9	-99%
Alocação do Parceiro de Tax Equity ²	-41,4	-10,3	302%
EBITDA Ajustado	310,3	367,9	-16%
Margem EBITDA Ajustada ⁵ (%)	61,2%	70,1%	-8,9p.p.
Lucro/Prejuízo Líquido Ajustado ^{1,4} (R\$ milhões)	1T25	1T24	Var.
Lucro (prejuízo) Líquido	-158,8	132,6	-220%
Itens não-recorrentes	0,0	-240,8	-100%
Alocação do Parceiro de Tax Equity ²	-41,4	-10,3	302%
Efeitos IFRS de juros acruados sobre o Tax Equity	21,6	11,1	94%
Lucro Líquido das JVs	2,1	2,9	-29%
Lucro Líquido Ajustado	-176,5	-104,5	69%

Notas: Acesse nossos dados financeiros completos em nossa Planilha de Financials, disponível em nosso website. (1) Considera participação proporcional dos investimentos da Serena. Líquido dos efeitos IFRS do Tax Equity. (2) Considera a alocação proporcional de PTC (Production Tax Credit) e 5% de distribuição de EBITDA Caixa para o parceiros de Tax Equity. (3) Lucro Bruto de Energia Ajustado/Produção de Energia Ajustada. (4) Não considera itens não recorrentes/não econômicos. (5) EBITDA Ajustado/Lucro Bruto de Energia Ajustado.

LUCRO BRUTO DE ENERGIA (análise a/a)

A variação a/a no 1T25 é explicada principalmente por: menor resultado na Plataforma de Energia a/a; efeito positivo de reestruturação de passivos contabilizado no 1T24 que não ocorreram este trimestre. Por outro lado, superávits de balanço energético foi o principal efeito de compensação para esses efeitos negativos.

1T25 vs. 1T24

LBE¹ diminuiu em R\$ 17,7 mm para R\$ 506,9 mm, com queda de 3% a/a principalmente devido a:

↑ **Adição de novos ativos:** +R\$ 2,1 mm:

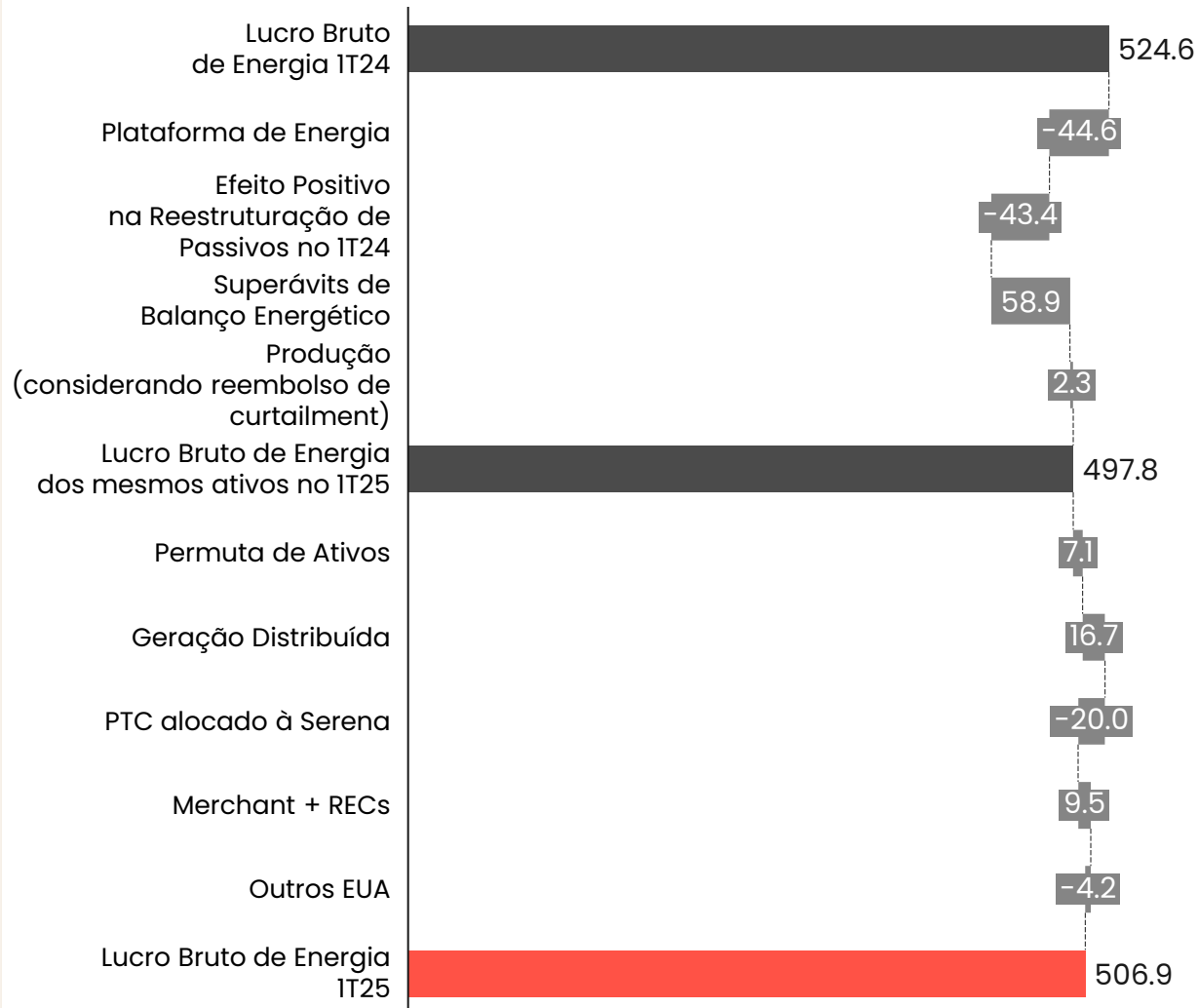
- Geração Distribuída: +R\$ 16,7 mm;
- Goodnight 1: -R\$ 14,8 mm (diminuição vs. R\$ 20,1 mm no 1T24), principalmente devido a:
 - PTC alocado à Serena: -R\$ 20,0 mm resultado do final da alocação especial de 58% de PTCs para a Serena, passando para a alocação regular de 99% para o parceiro de *Tax Equity* a partir do 1T25;
 - Merchant + RECs: +R\$ 9,5 mm²;
 - Outros: -R\$ 4,2 mm.

↓ **Dos mesmos ativos:** -R\$ 26,8 mm:

- Plataforma de Energia: -R\$ 44,6 mm;
- Efeito positivo da reestruturação dos passivos na aquisição de ativos no 1T24: -R\$ 43,4 mm;
- Mix de portfólio (+R\$ 61,2 mm), principalmente como efeito de (i) Superávits de balanço energético de aproximadamente R\$ 58,9 mm and (ii) Aumento de R\$ 2,3 mm a/a na produção de energia, considerando a provisão de reembolso de *curtailment* elétrico de R\$ 9,8 mm.

↑ **Outros:** Efeitos de Permuta de Ativos: +R\$ 7,1 mm.

LUCRO BRUTO DE ENERGIA¹ (análise a/a) – Build Up

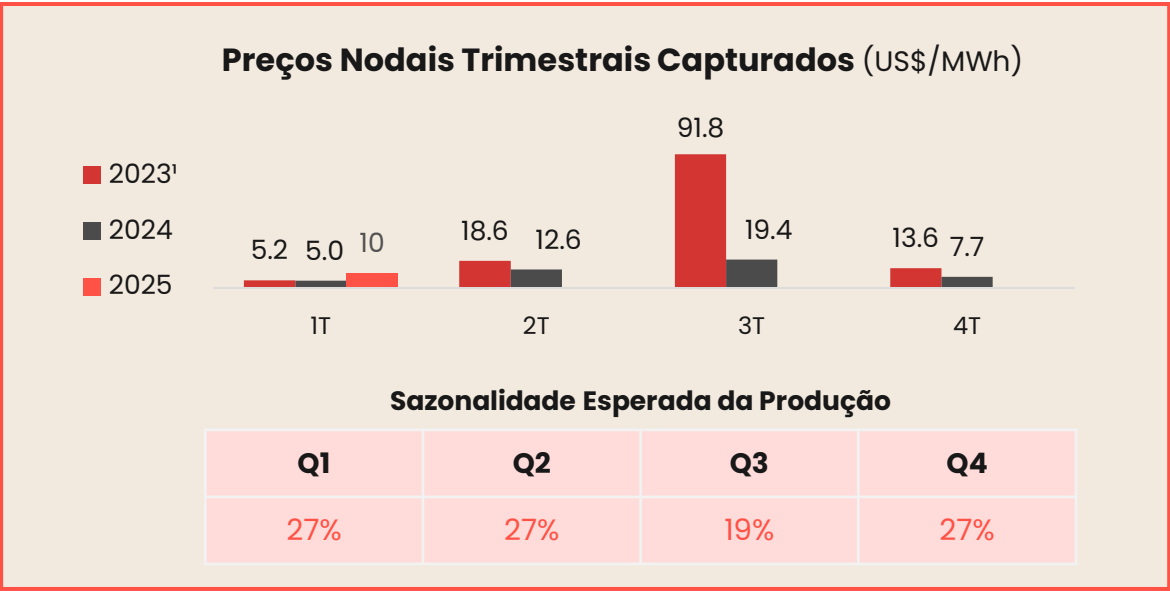


PORTFOLIO DE ENERGIA DOS EUA – Preços spot

1T25 apresentou menores temperaturas contra o 1T24. Maior consumo de gás natural para calefação é importante para a dinâmica de precificação, já que aumenta os preços de gás que são importantes formadores do preço de energia por conta da matriz energética do Texas. Com isso, tivemos um aumento de 108% nos preços capturados a/a para o 1T.

Lucro Bruto de Energia de Goodnight Explicado

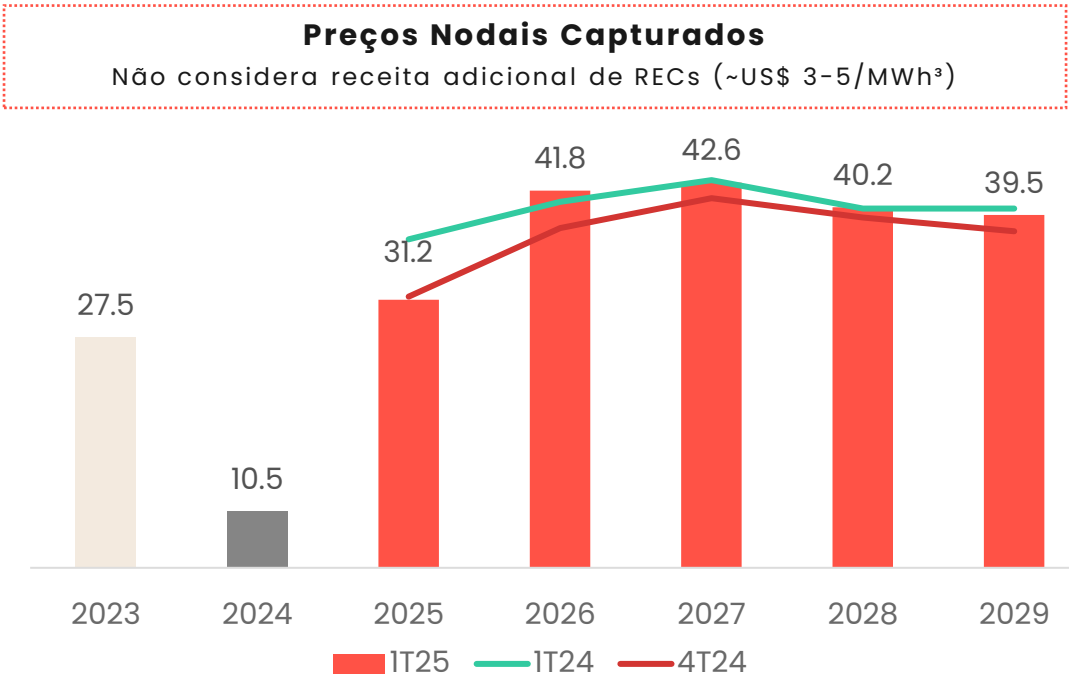
Goodnight apresenta uma sazonalidade muito maior em termos de preços quando comparado a outros ativos do portfólio Serena. A demanda do ERCOT principalmente impulsionada pela temperatura, atingindo o pico no verão (junho-setembro). Por esse motivo, é importante olhar para a sazonalidade das receitas do Goodnight como uma combinação de Produção x Preços.



PORTFOLIO DE ENERGIA DOS EUA – Preços futuros

Os preços médios de longo prazo de 4 anos¹ para a Goodnight aumentaram 3,9% t/t e diminuíram 3,1% a/a, atingindo US\$ 39,0/MWh no 1T25, antes das receitas adicionais de RECs. O aumento t/t se deve principalmente à maior incidência de frentes frias na região durante o inverno no 1T25, combinada com a expectativa de altas temperaturas para o verão. A ligeira diminuição a/a está relacionada principalmente à estabilização das projeções de nova demanda de energia no ERCOT.

Curva de Preços Futuros² – US\$/MWh



Notas: Acesse nossos dados financeiros completos em nossa Planilha de Financials, disponível em nosso website. (1) Preços capturados de 2023 são um backtest calculado pela Companhia, o número considera preços de mercado combinados a premissas. (2) Preços Futuros da ICE para o West Hub em uma base ponderada pela geração e premissas internas de risco de basis. (3) RECs se baseiam em preços atuais de mercado.

LUCRO BRUTO UNITÁRIO (análise a/a)

A variação a/a no 1T25 é explicada principalmente por: menor resultado na Plataforma de Energia a/a; efeito positivo de reestruturação de passivos contabilizado no 1T24 que não ocorreram este trimestre. Por outro lado, superávits de balanço energético foi o principal efeito de compensação para esses efeitos negativos.

1T25 vs. 1T24

Lucro Bruto Unitário¹ diminuiu R\$ 1,4/MWh para R\$ 269,8/MWh, queda de 1% a/a, principalmente devido a:

- ↑ Superávits de Balanço Energético: +R\$ 36,4/MWh;
- ↓ Margens da Plataforma de Energia: -R\$ 27,6/MWh;
- ↓ Efeito positivo da reestruturação dos passivos na aquisição de ativos no 1T24: -R\$ 26,8/MWh;
- ↑ Produção de Energia dos mesmos ativos considerando reembolso de *curtailment*: +R\$ 18,9/MWh;
- ↑ Permuta de Ativos: +R\$ 4,4/MWh;
- ↓ Preços mais baixos de novos ativos, principalmente devido à mudança contratual e esperada na alocação de PTCs em Goodnight: -R\$ 6,6/MWh.

Lucro Bruto Unitário (LBE / Produção) in R\$ / MWh



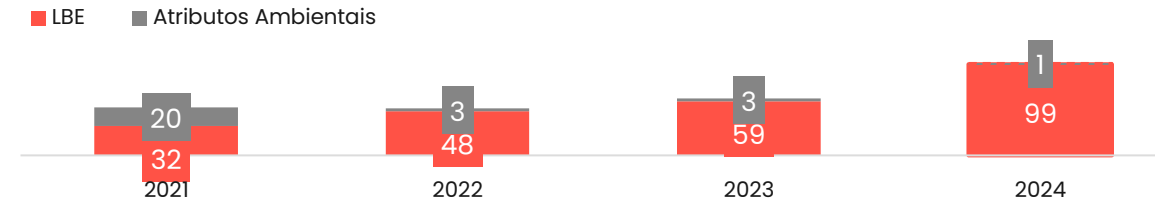
B. Performance Financeira

Lucro Bruto Unitário & P&L Plataforma de Energia

P&L PLATAFORMA DE ENERGIA

O Lucro Bruto da plataforma de energia atingiu R\$ 1,3 mm² no 1T25, R\$ 41,2 mm abaixo do 1T24. O menor resultado a/a pode ser explicado por: i) ambiente muito positivo no 1T24 para capturar volatilidade e oportunidades de arbitragem e um ambiente instável para algumas das posições que tínhamos abertas durante o 1T25. Entretanto, a maior parte do MtM negativo do trimestre já mostrou sinais de reversão no 2º trimestre.

Lucro Bruto de Energia Histórico (R\$ milhões)



Indicadores (R\$ milhões)	1T25	1T24	Var.	4T24	Var.
Receita Líquida	385,7	197,5	95%	339,0	14%
Compra de Energia	-367,6	-198,3	85%	-335,0	10%
Lucro Bruto de Venda de Energia	18,1	-0,9	-2176%	4,0	357%
Lucro Bruto de Posições Futuras	-16,8	43,4	-139%	13,2	-228%
Lucro Bruto de Energia	1,3	42,5	-97%	17,2	-93%
Custos e Despesas	-8,5	-6,3	34%	-12,9	-34%
EBITDA	-7,2	36,1	-120%	4,3	-269%

Notas: Acesse nossos dados financeiros completos em nossa Planilha de Financials, disponível em nosso website (1) Lucro Bruto de Energia Ajustado/Produção de Energia Ajustada. (2) Não considera receita de atributos ambientais

EBITDA (a/a analysis)

A variação a/a no 1T25 é explicada principalmente por: menor resultado na Plataforma de Energia a/a; efeito positivo de reestruturação de passivos contabilizado no 1T24 que não ocorreram este trimestre. Por outro lado, superávits de balanço energético foi o principal efeito de compensação para esses efeitos negativos.

1T25 vs. 1T24

EBITDA¹ diminuiu em R\$ 57,5 mm para R\$ 310,3 mm, queda de 16% a/a, principalmente devido a:

↓ Variação de novos ativos: -R\$ 7,2 mm:

- Geração Distribuída: +R\$ 8,6 mm;
- Goodnight 1: -R\$ 15,9 mm², resultado do final da alocação especial de 58% de PTCs para a Serena, passando para a alocação regular de 99% para o parceiro de *Tax Equity* a partir do 1T25;

↑ Impactos da Permuta de Ativos⁴: +R\$ 1,8 mm;

↓ Impacto de mesmos ativos explicado em Lucro Bruto de Energia ([página 20](#)): -R\$ 26,8 mm;

↓ Aumento em Custos e Despesas dos mesmos ativos: -R\$ 25,3 mm.

Custos e Despesas¹ aumentaram em R\$ 39,8 mm para R\$ 198,1 mm, crescimento de 25% a/a, principalmente devido a:

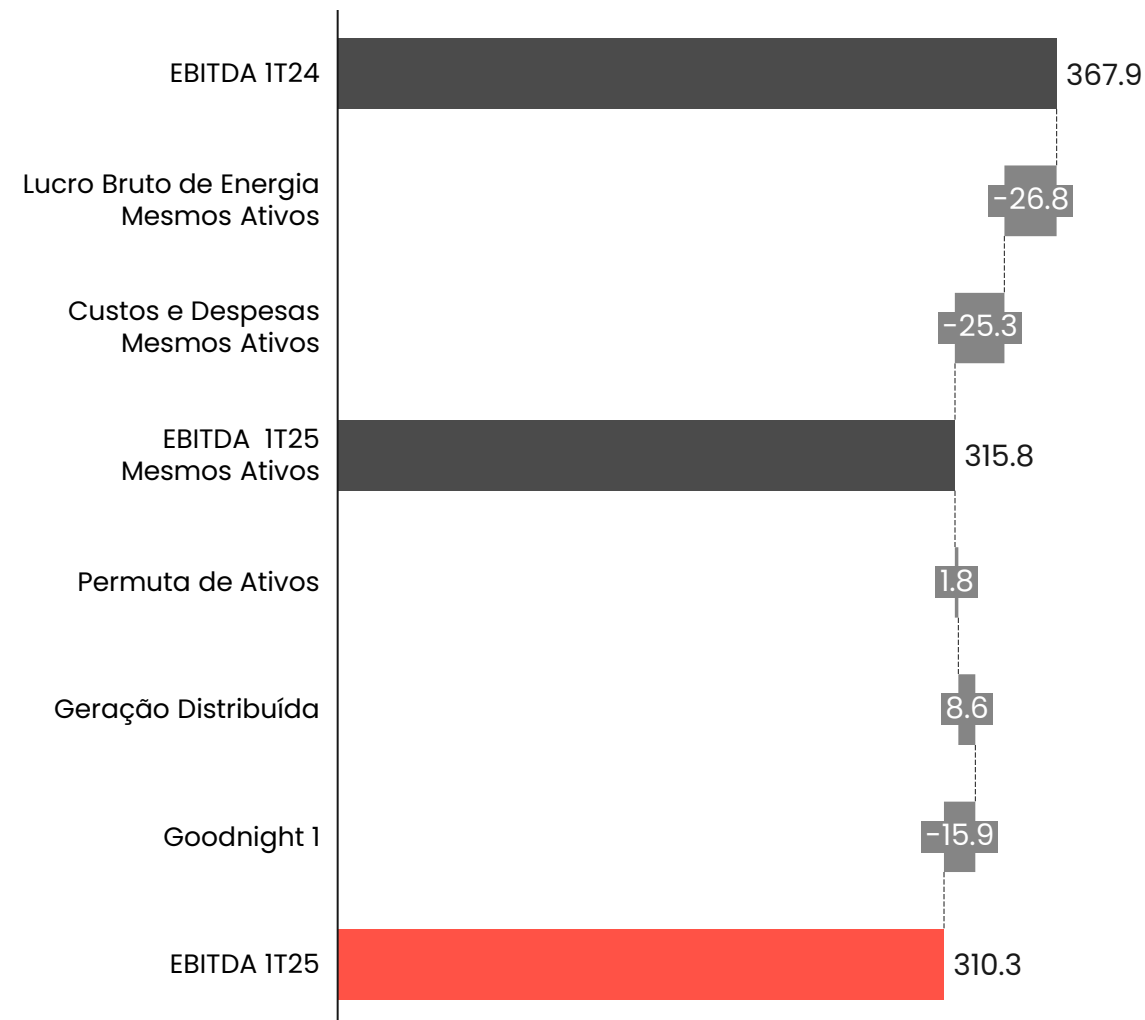
↓ Novos Ativos³: R\$ 9,3 mm de aumento, dos quais:

- Contratos de O&M & Outros: R\$ 7,2 mm, principalmente devido à rampa de ativos de GD;
- SG&A: R\$ 2,0 mm;

↓ Efeito de Permuta de Ativos: R\$ 5,2 mm de aumento, como resultado líquido da consolidação de 100% de Ventos da Bahia e da economia decorrente da redução de toda participação em Pirapora⁴;

↓ Mesmos Ativos: R\$ 25,3 mm de aumento, principalmente em pessoal e manutenções gerais em subestações maiores, bem como o *phasing* de reembolsos de nossos contratos de O&M FSA a/a;

EBITDA¹ (análise a/a) – Build Up



RESULTADO FINANCEIRO (análise a/a)

Resultado financeiro¹ atingiu -R\$ 267,5 mm, 5% acima do 1T24 e 4% acima do 4T24:

A variação a/a no Resultado Financeiro Líquido está relacionada principalmente a efeitos macroeconômicos nos indicadores de dívida (custo da dívida 133bps mais alto a/a), enquanto a dívida líquida ajustada aumentou em R\$ 70 mm a/a.

Devido ao nosso relevante programa de investimentos concluído em 2023, que aumentou nossa capacidade instalada, a Dívida Bruta Ajustada atingiu seu pico no 4T23 em aproximadamente R\$ 11,0 bilhões e segue em trajetória decrescente desde o 1T24, atingindo ~R\$ 10,6 bilhões no 1T25.

Indicadores (R\$ milhões)	1T25	1T24	Var.	4T24	Var.
Receitas Financeiras	51,1	26,9	90%	43,6	17%
Renda sobre Aplicações Financeiras	49,2	25,3	95%	40,3	22%
Outros	1,9	1,6	19%	3,3	-42%
Despesas Financeiras	-340,4	-265,8	28%	-323,1	5%
Justos sobre Empréstimos	-300,1	-225,8	33%	-287,4	4%
Outros	-40,3	-40,0	1%	-35,6	13%
Resultado Financeiro Líquido	-289,3	-238,9	21%	-279,5	4%
Resultado Financeiro das JVs	0,2	-26,0	-101%	0,1	93%
Efeito IRS de Atualização do Tax Equity³	21,6	11,1	94%	22,7	-5%
Resultado Financeiro Ajustado	-267,5	-253,7	5%	-256,7	4%

LUCRO LÍQUIDO (análise a/a)

O Lucro Líquido Ajustado do 1T25 atingiu R\$ 176,5 mm, R\$ 72,0 mm inferior ao 1T24. A variação está relacionada principalmente a uma redução de R\$ 57,5 mm no EBITDA ajustado combinado com um aumento de R\$ 50,4 mm nas despesas financeiras líquidas. Com relação ao 4T24, a redução do Lucro Líquido Ajustado se deve principalmente à sazonalidade do portfólio, bem como à transação de superávit do balanço energético no 4T24.

Lucro Líquido Ajustado¹ consiste em:

- A. Ajustes de tax equity IFRS:
 - Alocação de PTC ao parceiro de Tax Equity e 5% de distribuição do EBITDA de GNI: -R\$ 41,4 mm.
 - Juros acruados sobre Tax Equity (a ser pago por PTCs³): +R\$ 21,6 mm;
 - Lucro Líquido das JVs: +R\$ 2,1 mm.

Indicadores (R\$ milhões)	1T25	1T24	Var.	4T24	Var.
EBIT ex Equivalência Patrimonial	148,9	523,2	-72%	548,5	-73%
Resultado Financeiro	-289,3	-238,9	21%	-279,5	4%
EBT	-140,4	284,3	-149%	269,0	-152%
Imposto de renda e contribuição social	-18,3	-151,7	-88%	-45,8	-60%
Lucro (Prejuízo) Líquido	-158,8	132,6	-220%	223,2	-171%
(-) Itens não recorrentes	-	-240,8	n.a.	-5,8	n.a.
Alocação Parceiro Tax Equity²	-41,4	-10,3	302%	-13,7	202%
Efeito IFRS de Atualização do Tax Equity³	21,6	11,1	94%	22,7	-5%
Receita Líquida das JVs	2,1	2,9	-29%	3,8	-45%
Adjusted Net Income (Losses)¹	-176,5	-104,5	69%	241,8	-173%

Notas: Acesse nossos dados financeiros completos em nossa Planilha de Financials, disponível em nosso website. (1) Ajustado. Considera participação proporcional de investimentos não consolidados. Não considera itens não-recorrentes. Líquido de efeitos IFRS de Tax Equity. (2) Considera alocação proporcional de PTC (Production Tax Credit) e 5% de distribuição de Caixa EBITDA para o Parceiro de Tax Equity. (3) O desembolso do parceiro de Tax Equity será pago pela alocação do PTC. No primeiro ano de operação (2024), a alocação é de 58% para a Serena e 42% para o parceiro de Tax Equity, devido à condições especiais de alocação. A partir do segundo ano, a alocação será de 1% para a Serena e 99% para o parceiro Tax Equity

Sumário de Caixa & Endividamento

No 1T25, a Dívida Líquida Ajustada¹ foi R\$ 8,59 bilhões. Dívida Líquida / EBITDA LTM do braço operacional foi 3.6x, um aumento de 1,2x t/t e 0,8x comparado ao 1T24.

Endividamento (R\$ milhões)	1T25	4T24	Var.	1T24	Var.
Dívida Bruta (in BRL)	9.540,5	9.438,3	1%	9.310,9	2%
Dívida Bruta(em moeda estrangeira)	2.167,3	2.375,2	-9%	1.881,8	15%
Dívida Bruta Total antes do ajuste do Tax Equity	11.707,8	11.813,5	-1%	11.192,7	5%
(-) Custos de Transação	-85,5	-77,4	11%	-91,4	-6%
Dívida Bruta Total antes do Ajuste do Tax Equity (Líquida de custos de Transação)	11.622,2	11.736,1	-1%	11.101,3	5%
Ajuste do Tax Equity	-1.065,1	-1.169,3	-9%	-934,1	14%
Dívida Bruta Total	10.557,1	10.566,8	0%	10.167,2	4%
(-) Caixa Total	1.827,5	1.915,6	-5%	1.567,7	17%
Caixa e equivalentes	1.247,2	1.428,0	-13%	1.198,4	4%
Caixa Restrito	580,4	487,7	19%	369,3	57%
Dívida Líquida	8.729,6	8.651,2	1%	8.599,6	2%

Dívida Líquida Ajustada ¹ (R\$ milhões)	1T25	4T24	Var.	1T24	Var.
Dívida Líquida	8.729,6	8.651,2	1%	8.599,6	2%
Dívida Líquida das JVs	-12,4	-8,9	40%	1,0	-1342%
Dívida Bruta das JVs	0,0	0,3	-100%	2,8	-100%
(-) Caixa Total das JVs	12,4	9,2	35%	1,9	567%
(-) Dívida Líquida Arco Energia (JV com Apolo) ²	123,4	121,2	2%	76,5	61%
Dívida Lí¹	8.593,7	8.521,1	1%	8.524,1	1%

Custo Nominal Médio e Prazo ³	1T25	4T24	Var.	1T24	Var.
Custo da Dívida (%)	10,12%	9,47%	65 bps	8,77%	135 bps
Prazo (anos)	5,10	4,92	0,2 anos	5,30	-0,2 anos

Outros Indicadores de Crédito	1T25	4T24	Var.	1T24	Var.
Braço Operacional (Serena Geração)					
Dívida Líquida/EBITDA (LTM) – Covenant	3,6x	2,4x	49%	2,8x	28%
Dívida Líquida Ajustada/EBITDA (LTM)	3,6x	2,9x	22%	3,5x	1%
Braços Operacionais + Desenvolvimento (Serena Energia)					
Dívida Líquida/EBITDA ¹ (LTM)	4,5x	4,4x	3%	5,0x	-9%

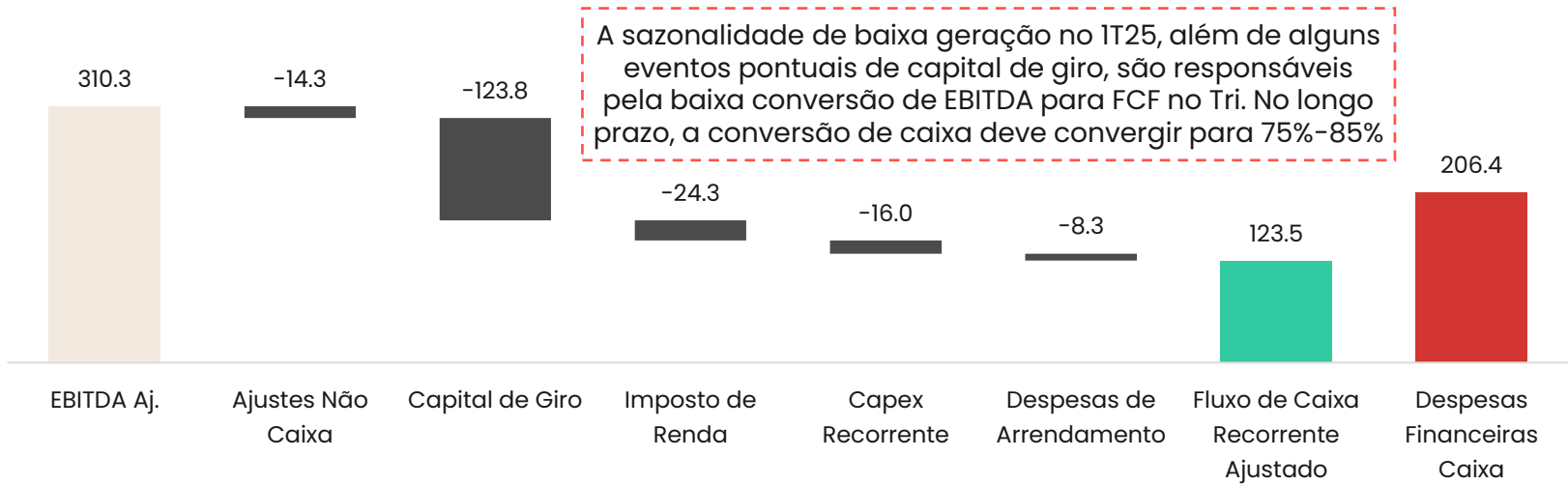
Notas: Acesse nossos dados financeiros completos em nossa Planilha de Financeiros, disponível em nosso website. (1) Considera participação proporcional de investimentos Serena. Não considera o Tax Equity. De acordo com a contabilidade USGAAP, o tax equity é considerado como um instrumento de transação patrimonial (participações de não controladores no patrimônio líquido), não tendo nenhuma obrigação de amortização ou juros. Como a Companhia segue as diretrizes do IFRS em sua divulgação corporativa, a contabilização do instrumento é considerado como uma dívida de acordo com essa norma. (2) A Companhia atualmente possui 69,95% de participação na JV Arco Energia. (3) Considera as premissas macroeconômicas de longo prazo da empresa

Geração
de Caixa

Fluxo de Caixa (R\$ milhões)	1T25	1T24	Var.
EBITDA Ajustado	310,3	367,9	-16%
Ajustes não caixa	-14,3	-50,0	-71%
Capital de Giro	-123,8	37,1	-434%
Imposto de Renda	-24,3	-20,6	18%
Capex recorrente	-16,0	-47,5	-66%
Despesas de arrendamento	-8,3	-5,2	58%
Fluxo de caixa recorrente	123,5	281,7	-56%
Capex de crescimento	-64,3	-57,7	11%
Fluxo de Caixa	59,2	224,0	-74%
Despesa financeira caixa	-206,4	-361,2	-43%
Conversão de EBITDA em fluxo de caixa	39,8%	76,6%	-37 p.p.
Despesas financeiras em % do fluxo de Caixa recorrente	-167,1%	-128,2%	-39 p.p.

No 1T25, nossa geração de Caixa recorrente ajustada foi de R\$ 123,5 mm. Isso resultou em uma conversão de EBITDA para Fluxo de Caixa livre de 37,9%.

Conversão de EBITDA em Fluxo de Caixa no 1T25 (R\$mm)



Endividamento

A dívida líquida ajustada atingiu R\$ 8.593,7 mm, aumento de 1% do com relação ao 4T24 (~R\$ 72,7 mm) e de 1% com relação ao 1T24 (~R\$ 69,6 mm).

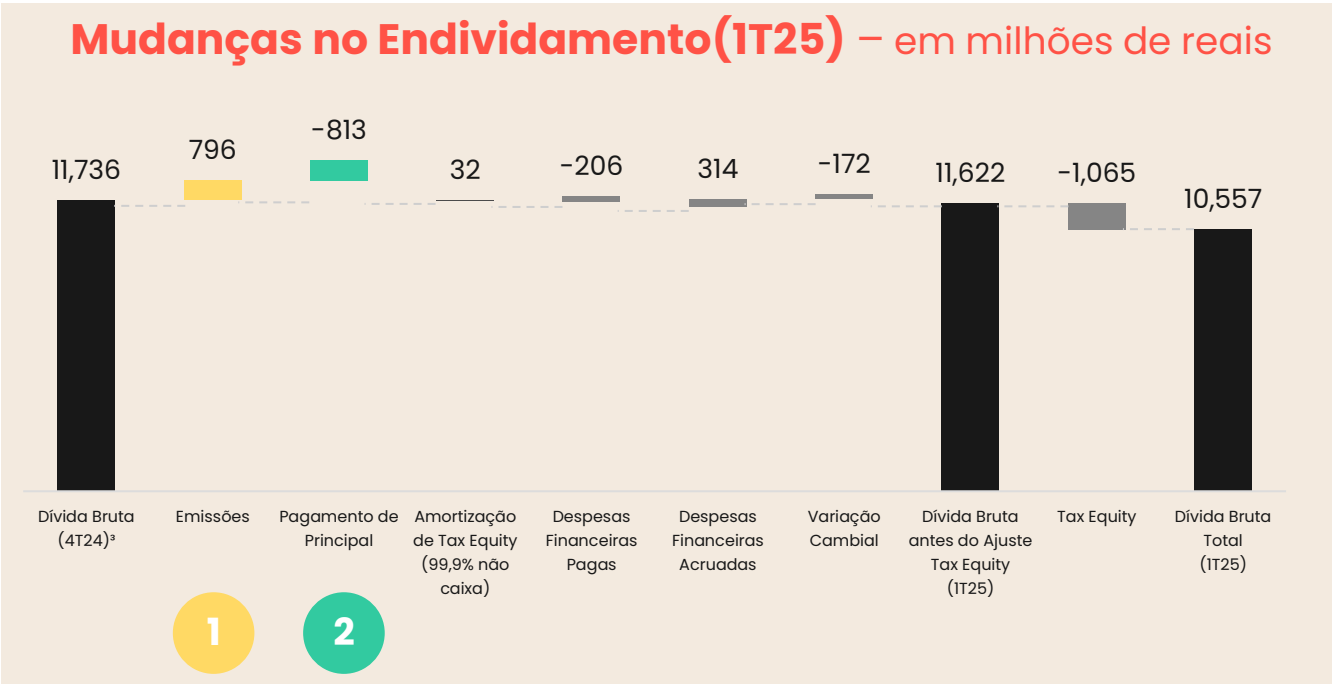
O aumento da dívida líquida t/t se deu principalmente pelo consume de fluxo de Caixa no trimestre, parcialmente compensado por R\$ 87 mm de impactos positivos da variação de FX. Em uma base a/a, a dívida líquida ajustada teve um leve aumento, principalmente devido ao fim do ciclo de investimentos na GD, combinado com alguns efeitos de capital de giro e pagamentos de juros.

Indebtedness Breakdown

Endividamento (R\$ milhões)	1T25	4T24	Var.	1T24	Var.
BNDES	2.342,8	2.379,1	-2%	2.497,3	-6%
Debentures	4.698,6	4.555,0	3%	4.360,4	8%
BNB	1.684,9	1.700,9	-1%	1.771,9	-5%
CCB	0,0	0,0	n.a.	26,9	-100%
FDNE	814,2	803,4	1%	654,3	24%
Dívida Bruta (em BRL)	9.540,5	9.438,3	1%	9.310,9	2%
Offshore Loan	884,2	971,3	-9%	760,9	16%
Bridge Loan	0,0	-	n.a.	-	n.a.
Term Loan	206,5	222,7	-7%	186,9	10%
Tax Equity	1.065,1	1.169,3	-9%	934,1	14%
Resolução 4131 / Nota Promissória	11,5	11,8	-3%	-	n.a.
Dívida Bruta (em moeda estrangeira)	2.167,3	2.375,2	-9%	1.881,8	15%
Dívida Bruta antes do ajuste de Tax Equity	11.707,8	11.813,5	-1%	11.192,7	5%
(-) Custos de Transação	-85,5	-77,4	11%	-91,4	-6%
Dívida Bruta total antes de ajuste do Tax Equity (líquido de custos de transação)	11.622,2	11.736,1	-1%	11.101,3	5%
Ajuste Tax Equity	-1.065,1	-1.169,3	-9%	-934,1	14%
Dívida Bruta total	10.557,1	10.566,8	0%	10.167,3	4%
(-) Caixa Total	1.827,5	1.915,6	-5%	1.567,7	17%
Dívida Líquida	8.729,6	8.651,2	1%	8.599,6	2%
Dívida Líquida das JVs	12,4	8,9	40%	-1,0	-1342%
(-) Ajuste participação minoritário Arco²	123,4	121,2	2%	76,5	61%
Dívida Líquida Ajustada	8.593,7	8.521,0	1%	8.524,1	1%

B. Performance Financeira

Endividamento



1

Financiamentos (Novas Emissões):

- ↑ ~R\$ 8,7 mm via FDNE;
- ↑ ~R\$ 680 mm de Debentures na Serena Geração;
- ↑ ~R\$ 120 mm de Debentures na Serena Energia;

2

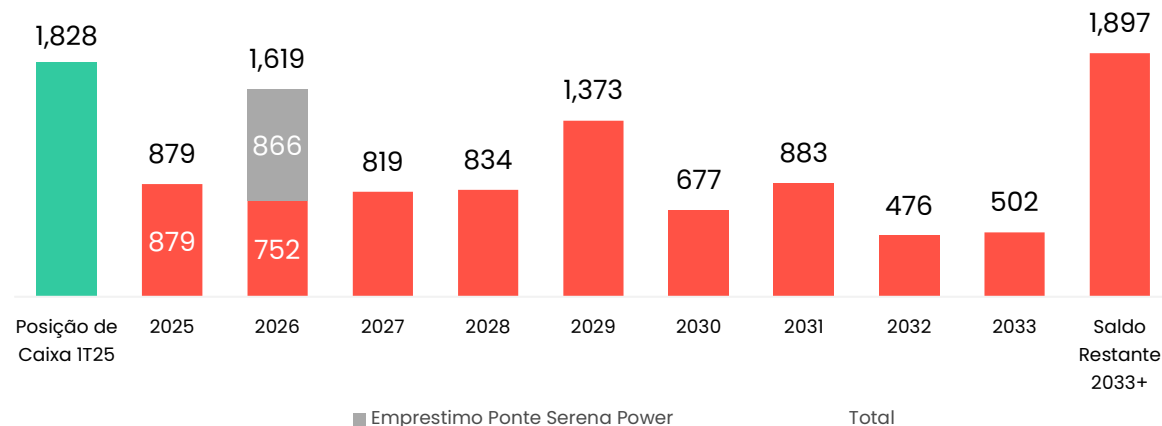
Principal Payments:

- ↓ ~R\$ 650 mm de Serena Desenvolvimento Debentures (OGDS11);
- ↓ ~R\$ 78,8 mm de Serena Geração Debentures;
- ↓ ~R\$ 116,3 mm de SG³ + SD⁴ de dívidas consolidadas.

Curva de Amortização Principal (em milhões de Reais)

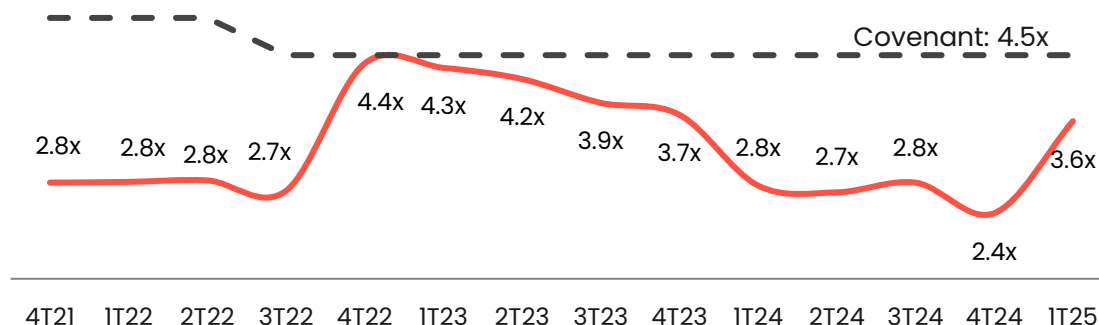
Braço Operacional + Desenvolvimento¹

Cronograma de Amortização em 31 Mar/2025



Dívida Líquida / EBITDA

Braço Operacional (Serena Geração)



Plano de Financiamento 2025

A Dívida Líquida Aj. Atingiu R\$ 8,6 bilhões enquato a nossa dívida líquida / EBITDA ajustada alcançou 4,6x, e o mesmo indicador atingiu 3,6x para o braço operacional ao passo que tivemos o ramp-up do novos ativos, o que continua a reduzir a nossa alavancagem.

Em 1T25, realizamos o seguinte:

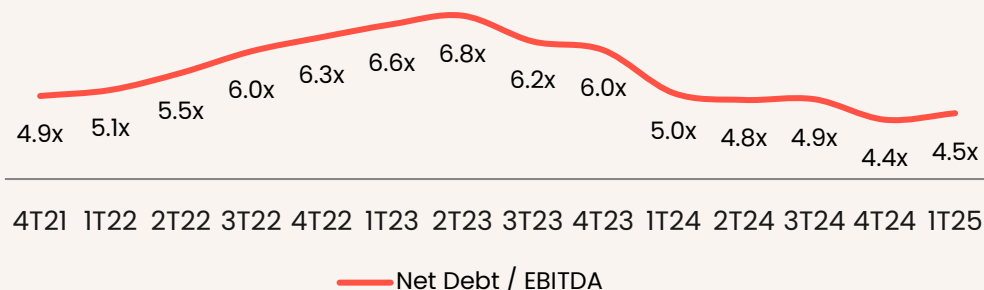
- ✓ Emitimos uma debênture de R\$ 680 milhões em duas tranches – 2030 e 2031 – e outra de R\$ 120 milhões foi emitida com vencimento em 2035. **As duas debêntures emitidas foram rolagens de dívidas existentes a um custo melhor e maior duração.**

Ainda estamos buscando possíveis otimizações em:

- 1 *Take-out* do Empréstimo Ponte de Arco Energia para novas dívidas de Longo Prazo emitidas por Bancos de Fomento locais;
- 2 Depois de adiar o vencimento do *bridge-loan* da Serena Power até 2026, a empresa ainda está explorando as melhores alternativas para pagar a dívida ou quaisquer alternativas que possam ter vencimentos mais longos.

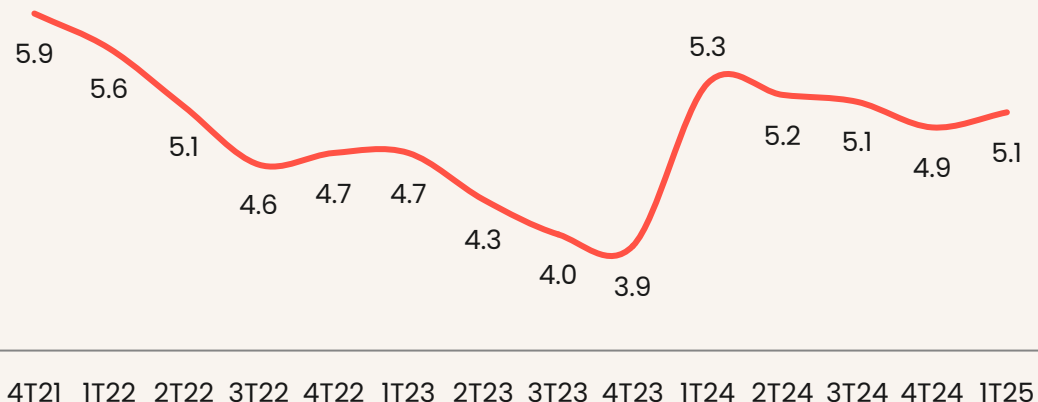
Dívida Líquida/ EBITDA¹ Consolidado

(31 Mar/25)



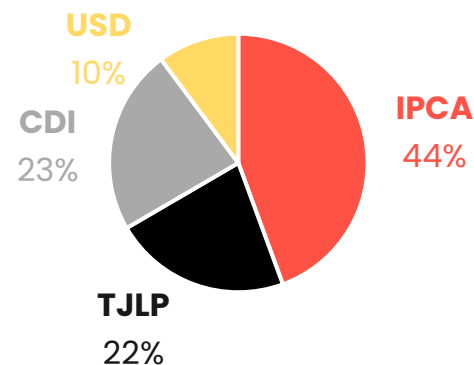
Prazo Médio (anos)

Braço Operacional + Desenvolvimento (Serena Energia)



Exposição da Dívida por Indexador

(31 Mar/25)



Indicadores da Dívida²

(31 Mar/2025)

Prazo Médio:

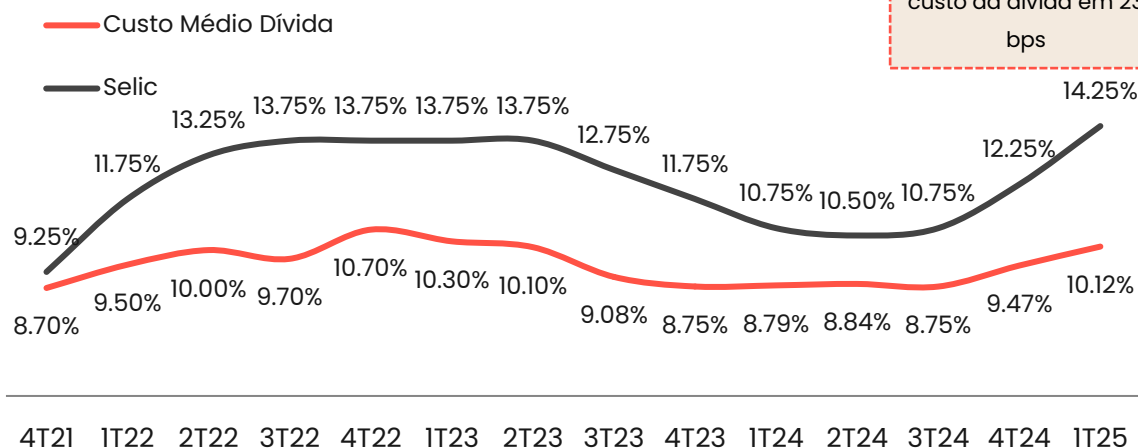
5,1 anos (↑ 0.2 ano t/t)

Custo Nominal Médio:

10,12% p.a (↑ 65 bps t/t)

Custo da Dívida Nominal (%)³

Braço Operacional + Desenvolvimento (Serena Energia)



Uma mudança de 1% no CDI impacta o custo da dívida em 23 bps

Posição de Caixa (ao final do período de 31/03/2025) – análise t/t¹

A Posição de Caixa² diminuiu R\$ 88,1 mm para R\$ 1,83 bilhões, uma redução de 5% no t/t:

- **Entradas** atingiram um total de R\$ 1.014,3 mm dos quais R\$ 218,6 mm foram operacionais.
- **Saídas** foram R\$ 1.102,4 mm principalmente relacionadas ao serviço da dívida. O Capex foi principalmente relacionado ao desenvolvimento de novos projetos (R\$ 60,1 mm), enquanto o balanço foi principalmente relacionado ao capex recorrente de ativos operacionais (R\$23,7 mm) e algum capex ainda relacionado a GD (R\$7,5 mm).

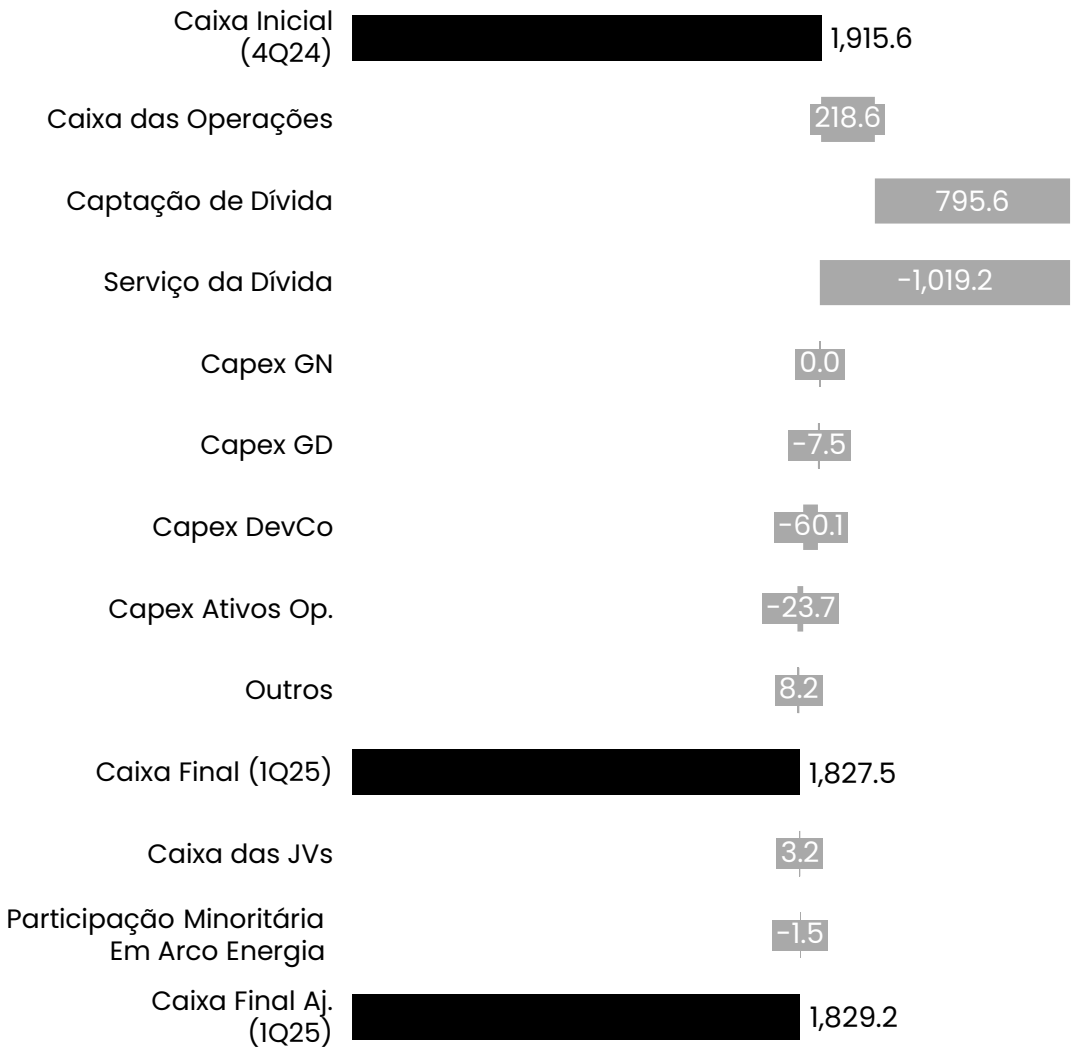
QUEBRA DO CAPEX

Capex de Ativos Operacionais: Inclui diferentes tipos de iniciativas da nossa equipe de gestão de ativos para melhorar o desempenho da nossa frota de WTG, por exemplo. Também inclui custos de manutenção que não são cobertos pelos contratos FSA (i.e. Balance of Plants – BoP), ou dos nossos pequenos ativos solares e hidrelétricos.

Capex de Desenvolvimento: Inclui todos os gastos relacionados ao desenvolvimento e estruturação de projetos antes do NTP.

Capex de Crescimento: : Relacionado a todos os gastos de projetos específicos de novos ativos sendo implementados.

1T25 x 4T24 – Posição de Caixa (R\$ milhões)



Destaques do Trimestre

Instituto Janela para o Mundo¹

- De Janeiro a Março 2025, já **matriculamos 1,944 alunos nos cursos oferecidos pelo Instituto;**
- **41 alunos** das turmas preparatórias para o ensino superior **foram aceitos em universidades;**
- **10 alunos ingressaram no mercado de trabalho**, todos com contrato formal de trabalho;
- **2 novas parcerias:** Iniciaram-se as aulas de inglês em Santa Vitória do Palmar (RS), por meio do CETech, e a Escola Santos Dumont, localizada na comunidade rural de Alagoinha, em Gentio do Ouro/BA, aderiu ao programa.
- Os alunos da escola parceira participaram da Olimpíada de Tecnologia e Empreendedorismo da Rede Federal, conquistando **três medalhas de bronze e uma menção honrosa**. Como reconhecimento, a escola recebeu um prêmio de R\$ 100 mil, que será investido em infraestrutura.
- **As aulas noturnas já começaram.** Essa iniciativa visa a apoiar trabalhadores e pessoas que desejam continuar estudando, atendendo a 28 jovens e adultos.
- Em março, realizamos a **primeira sessão de mentoria de 2025 com educadores do Instituto Janela para o Mundo e da rede municipal de ensino**, com foco na incorporação da tecnologia no dia a dia, agilizando rotinas e impulsionando o desenvolvimento profissional. A iniciativa destaca o poder transformador do compartilhamento de experiências e do voluntariado.

Com o poder de Geração de **1.899,2 GWh** de energia limpa no 1T25, **60,25 toneladas de CO2 por GWh foram evitados.** ⁴

No primeiro trimestre, **3.397 horas de treinamento** já foram completadas.

Realizamos uma **reunião estratégica com a liderança para alinhar as iniciativas prioritárias**, fortalecer a presença no mercado e impulsionar a transformação digital como um mecanismo fundamental para o crescimento da empresa

Os participantes do **programa Jovens Talentos lançaram um projeto com foco em Automação, Digitalização e Inteligência Artificial**, alinhado à nossa estratégia tecnológica e à transformação digital do setor de Energia. Com o apoio de mentores e orientação técnica de especialistas, os grupos desenvolverão soluções inovadoras e relevantes para a Serena.

Notas: (1) Janela para o Mundo nasceu em 2017 como um programa de investimento social privado da Serena Energia e, em 2022, foi transformada em um instituto - uma associação sem fins lucrativos - com foco em educação e geração de renda. Para saber mais, acesse <https://janelaparaomundo.org/>.
(2) Usamos como referência os dados de emissão fornecidos pelo MCTI (2024, Brasil) e os dados do primeiro trimestre disponibilizados pelo Electricity Maps (2025, EUA), portanto, os dados podem estar sujeitos a alterações.

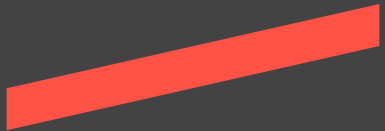
Clique [aqui](#) para
Fazer parte e compartilhar
a energia da prosperidade



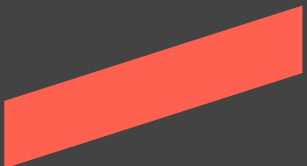
Instituto **Janela**
para o **Mundo**



A nossa Janela
é para o Futuro



Demonstrações Financeiras e Dados Operacionais



1T25 Impacto Tax Equity nas Demonstrações Financeiras IFRS: Build Up para Visão de Caixa Ajustado (BRL mm)

VISÃO BALANÇO PATRIMONIAL

Account	Impact	Δ
Ativos Circulantes		- \$ 41,0 mm
Outros Créditos	PTC Revenue (Goldman)	- \$ 41,0 mm
Passivo Circulante		- \$ 21,6 mm
Empréstimos, financiamento e debêntures	Efeito IFRS de juros acruados	- \$ 21,6 mm
Passivo Não Circulante		- \$ 914 mm
Empréstimos, financiamento e debêntures	Desembolso Tax Equity	- \$ 914 mm
Patrimônio Líquido		+ \$ 894,6 mm
Participação dos não controladores	Desembolso Tax Equity	+ \$ 914 mm
Perdas acumuladas	Resultado P&L	- \$ 19,4 mm

FLUXO DE CAIXA

Account	Impact	Δ
Prejuízo antes do impostos sobre a renda	Líquido do P&L	+ \$ 19,4 mm
Ajustes		+ \$ 21,6 mm
Juros acruados sobre empréstimos, financiamentos, debêntures e arrendamentos	Efeito IFRS de juros acruados	+ \$ 21,6 mm
Mudanças em ativos/passivos		- \$ 41,0 mm
Tax Credit	Receita PTC – não-Cash	- \$ 41,0 mm
Fluxo de Caixa das atividades de financiamento		\$ 0 mm
Levantamento de dívida	Tomada de empréstimo-ponte	- \$ 914 mm
Capitalização do acionista não controlador na subsidiária	Desembolso Tax-Equity	+ \$ 914 mm
Impacto líquido no Fluxo de Caixa Soma dos ajustes acima	Soma dos ajustes acima	+ \$ 0 mm

P&L

Account	Impact	Δ
Receitas		- \$ 41,0 mm
(1) Receitas	Receita PTC Revenue – Goldman Sachs’	- \$ 41,0 mm
Resultado Financeiro Líquido		+ \$ 21,6 mm
(2) Despesas Financeiras	Efeito IFRS de juros acruados	+ \$ 21,6 mm
Lucro Líquido (Prejuízos) no período		\$ 0 mm
Acionistas Controladores (Serena)	Distribuição de Caixa Tax Equity	- \$ 0,9 mm
Acionista não controlador (Parceiro Tax Equity)	Distribuição de Caixa Tax Equity	+ \$ 0,9 mm
Impacto P&L Soma dos ajustes acima [(1) + (2)]	Impacto P&L Soma dos ajustes acima [(1) + (2)]	- \$ 19,4 mm

Assets (R\$ milhões)	1T25	4T24	1T24
Ativo circulante			
Caixa e equivalentes de caixa	1.247,2	1.428,0	1.198,4
Clientes	614,8	576,6	374,4
Tributos a recuperar	190,8	206,1	156,8
Partes relacionadas	11,8	21,2	0,2
Contratos futuros de energia	1.017,6	369,5	297,4
Outros	287,2	226,0	107,2
Total ativo circulante	3.369,4	2.827,4	2.134,6
Ativo não circulante			
Caixa Restrito	580,4	487,7	369,3
Clientes	20,4	41,7	29,3
Impostos Recuperáveis	39,8	35,2	25,7
Partes Relacionadas	71,3	73,5	63,3
IRPJ e CSLL diferidos	3,4	2,2	3,0
Contratos futuros de energia	602,1	402,2	437,2
Outros	94,5	94,7	82,2
Total	1.411,9	1.137,2	1.010,0
Investimentos	61,2	57,9	49,9
Imobilizado	13.546,0	13.799,8	13.432,5
Intangível	2.280,4	2.339,5	2.373,5
Total	15.887,6	16.197,2	15.855,9
Total ativo não circulante	17.299,5	17.334,4	16.685,9
Total ativo	20.668,9	20.161,8	19.000,4

D. Demonstrações Financeiras & Dados Operacionais

Balanco Patrimonial (Consolidado)

Passivo e Patrimônio Líquido (R\$ milhões)	1T25	4T24	1T24
Passivo circulante			
Fornecedores	333,0	292,5	262,3
Empréstimos, financiamento e debêntures	1.272,1	1.906,4	1.672,4
Obrigações trabalhistas e tributárias	153,1	214,1	109,8
Passivos de arrendamento	14,0	15,9	14,1
Partes relacionadas	2,0	-	23,0
Contratos futuros de energia	909,3	276,3	262,7
Contas a pagar aquisição de empresas	5,9	78,4	128,0
Outros	207,2	67,6	43,3
Total passivo circulante	2.896,6	2.851,2	2.515,6
Passivo não circulante			
Empréstimos, financiamento e debêntures	10.350,1	9.829,7	9.428,9
Passivos de arrendamento	346,7	351,7	205,2
IRPJ e CSLL diferidos	529,2	539,6	544,9
Contratos futuros de energia	384,8	158,3	238,0
Contas a pagar aquisição de empresas	97,9	105,0	79,6
Outros	551,8	626,0	581,3
Total passivo não circulante	12.260,4	11.610,4	11.077,9
Total passivo	15.157,0	14.461,5	13.593,5
Patrimônio líquido			
Capital social	4.439,4	4.439,4	4.439,4
Ações em tesouraria	(0,3)	(0,3)	(0,3)
Reservas de capital	176,0	176,1	176,1
Reservas de lucro	952,5	952,5	653,0
Ajustes de avaliação patrimonial	32,0	67,5	(43,3)
Lucros (prejuízos) acumulados	(155,8)	-	137,8
Total	5.443,6	5.635,0	5.362,7
Participação dos não controladores	68,3	65,2	44,2
Total patrimônio líquido	5.511,9	5.700,2	5.406,9
Total passivo e patrimônio líquido	20.668,9	20.161,8	19.000,4

Demonstrações de Resultado (R\$ milhões)	1T25	1T24	Var.	4T24	Var.
Receita	1.156,3	687,9	68%	1.615,9	-28%
Custos operacionais e de manutenção e compras	-763,8	-340,7	124%	-802,0	-5%
Despesas gerais e Administrativas	-39,7	-31,1	28%	-47,1	-16%
Outras receitas (despesas) operacionais	-1,6	368,2	-100%	-8,3	-80%
Equivalência Patrimonial	3,3	2,9	13%	3,8	-13%
EBITDA	354,4	687,1	-48%	762,3	-54%
Depreciação e Amortização	-202,3	-161,0	26%	-210,0	-4%
EBIT	152,1	526,1	-71%	552,3	-72%
Resultado financeiro líquido	-289,3	-238,9	21%	-279,5	4%
Receitas financeiras	51,1	26,9	90%	43,6	17%
Despesas financeiras	-340,4	-265,8	28%	-323,1	5%
EBT	-137,1	287,3	-148%	272,8	-150%
IR/CSLL	-18,3	-151,7	-88%	-45,8	-60%
Lucro (prejuízo) líquido	-155,5	135,5	-215%	227,0	-168%

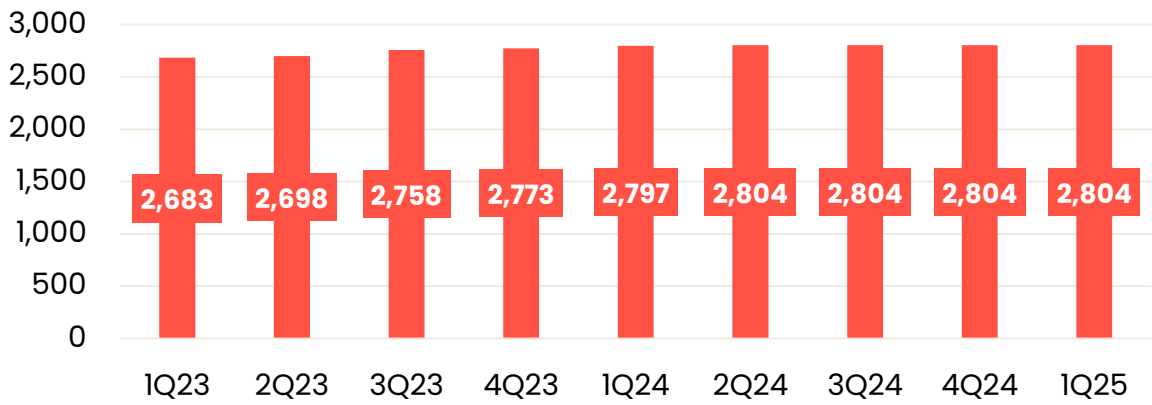
Fluxo de Caixa (R\$ milhões)	1T25	1T24	Var.	4T24	Var.
EBT	-137,1	287,3	-148%	272,8	-150%
Ajustes	469,5	-31,5	-1589%	378,5	24%
Δ Capital de Giro	-138,9	63,6	-319%	-124,3	12%
Dividendos recebidos	0,0	3,9	-100%	0,0	-100%
Juros pagos	-206,1	-360,2	-43%	-225,6	-9%
Impostos de renda pagos	-24,4	-20,4	20%	-24,7	-1%
Fluxo de caixa das atividades operacionais	-37,1	-57,5	-35%	276,7	-113%
Aquisição de investimentos	0,0	237,8	-100%	0,0	n.a.
CAPEX	-77,9	-120,5	-35%	-65,2	19%
Resgate (aplicação) financeiras, líquido – caixa restrito	-49,4	-50,7	-3%	133,4	-137%
Fluxo de caixa das atividades de Investimento	-127,4	66,6	-291%	68,1	-287%
Captação de dívida	795,6	1.964,1	-59%	19,7	3947%
Amortizações	-804,1	-1.723,9	-53%	-188,1	327%
Integralização de capital por acionista não controlador	2,7	9,6	-72%	3,3	-18%
Arrendamentos pagos	-8,6	-5,4	59%	-13,4	-36%
Prêmio pago por outorga de opções de ações	0,0	0,0	n.a.	0,0	n.a.
Ações em tesouraria	0,0	0,0	n.a.	0,0	n.a.
Fluxo de caixa das atividades de financiamento	-14,3	244,3	-110%	-178,5	-92%
Aumento (redução) líquido em caixa	-178,8	253,4	-171%	166,3	-207%
Caixa e equivalente de caixa no início do período	1.428,0	950,2	50%	1,253.3	13%
Variação cambial	-2,1	0,5	-501%	5,5	-137%
Caixa e equivalente de caixa no final do período	1.247,2	1.204,1	4%	1,425.1	-13%

Balanço Patrimonial – 100% view

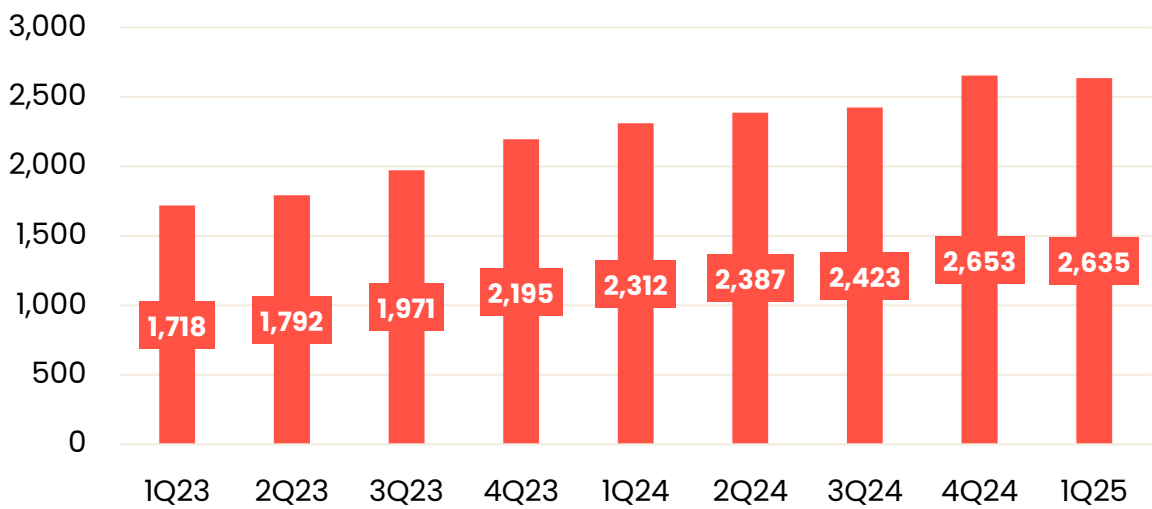
Ativo (R\$ milhões)	1T25	4T24	1T24
Ativo circulante			
Caixa e equivalentes de caixa	20,7	14,6	4,1
Clientes	0,7	0,0	3,6
Outros	3,7	6,4	1,6
Total ativo circulante	25,1	20,9	9,3
Ativo não circulante			
Caixa restrito	3,6	3,5	3,3
Outros créditos	1,3	1,2	1,2
Imobilizado	80,5	81,4	82,0
Ativos intangíveis	7,2	7,4	8,0
Total ativo não circulante	92,7	93,5	94,4
Total ativo	117,8	114,5	103,7
Passivo e Patrimônio Líquido (R\$ milhões)			
Passivo circulante			
Fornecedores	0,4	0,6	0,3
Empréstimos, financiamentos e debêntures	0,0	0,6	5,5
Obrigações trabalhistas e tributárias	1,9	2,0	1,0
Outras obrigações	7,6	8,0	0,2
Total passivo circulante	9,9	11,1	7,0
Passivo não circulante			
Empréstimos, financiamentos e debêntures	0,0	0,0	0,0
Outras obrigações	0,2	0,3	0,3
Total passivo não circulante	0,2	0,3	0,3
Total passivo	10,1	11,4	7,3
Patrimônio líquido			
Capital	41,4	41,4	41,4
Reservas de lucro	61,7	61,7	47,9
Lucros (prejuízos) acumulados	4,7	-	7,2
Total patrimônio líquido	107,7	103,1	96,5
Total passivo e patrimônio Líquido	117,8	114,5	103,7

Demonstração de Resultado – 100% view

Demonstrações de Resultado (R\$ milhões)	1T25	1T24	Var.	4T24	Var.
Receitas	7,0	10,0	-31%	12,6	-45%
Total Custos e Despesas	-1,5	-1,6	-5%	-4,2	-65%
EBITDA	5,5	8,5	-35%	8,4	-35%
Depreciação e Amortização	-0,9	-0,9	0%	-1,0	-9%
EBIT	4,5	7,5	-40%	7,4	-38%
Resultado Financeiro Líquido	0,6	0,1	703%	0,3	76%
Receitas financeiras	0,6	0,2	175%	0,4	60%
Despesas financeiras	0,0	-0,1	-95%	0,0	-81%
EBT	5,1	7,6	-33%	7,7	-34%
IR/CSLL	-0,4	-0,4	7%	-0,5	-21%
Lucro (prejuízo) Líquido	4,7	7,2	-35%	7,2	-35%



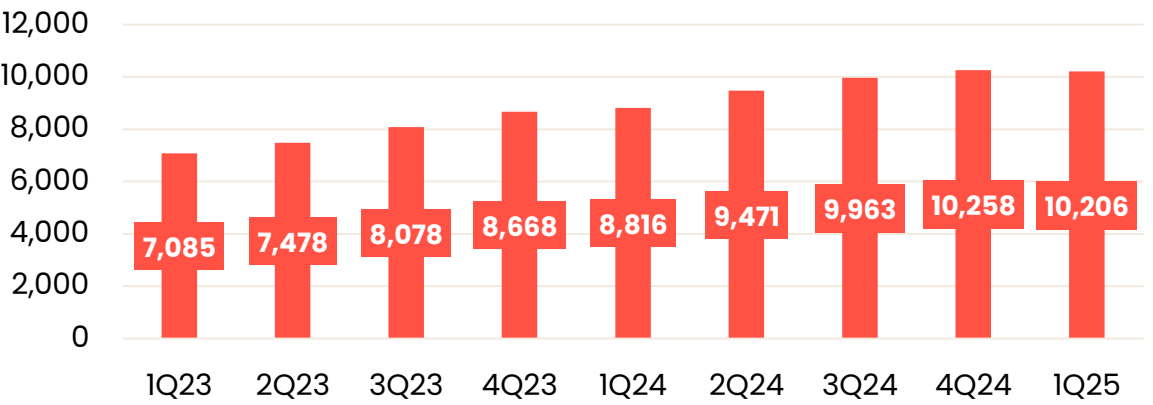
■ Capacidade Contratada (MW)



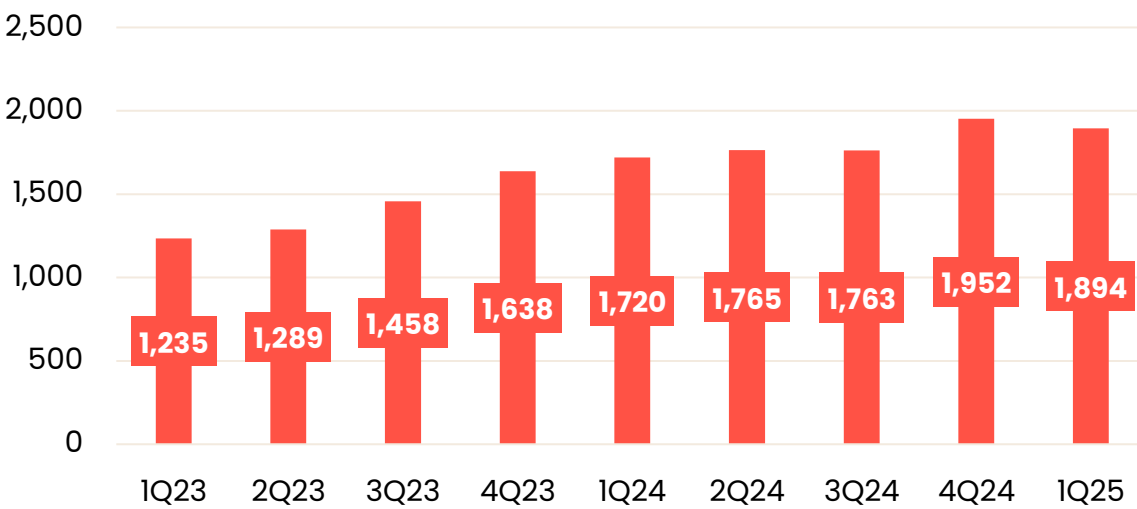
■ Lucro Bruto de Energia Aj. (R\$ MM)

D. Demonstrações Financeiras & Dados Operacionais

Gráficos Indicadores Chaves - Últimos 12 Meses (TTM)



■ Produção (GWh)



■ EBITDA Aj. (R\$ MM)

Para informações mais detalhadas, por favor acesse nossa **Planilha Financials Completa**, disponível em nosso site de Relações com Investidores.

<https://ri.srna.co>

Relações com Investidores

ri@srna.co

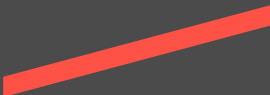
Tel.: +55 (11) 3254-9810

Disclaimer: Esta apresentação não constitui uma oferta, ou um convite ou solicitação de oferta, para subscrever ou comprar quaisquer valores mobiliários emitidos pela Companhia. Esta apresentação pode conter declarações prospectivas. Essas declarações prospectivas são apenas previsões e não são garantias de desempenho futuro. Tais declarações prospectivas estão e estarão sujeitas a muitos riscos, incertezas e fatores que podem afetar os resultados reais da Companhia de modo que eles sejam materialmente diferentes de quaisquer resultados futuros expressos ou implícitos em tais declarações prospectivas. Os leitores são advertidos a não confiar em tais declarações prospectivas para tomar qualquer decisão de investimento ou de negócios. Nenhuma declaração ou garantia, expressa ou implícita, é feita com relação à precisão, imparcialidade ou integridade das informações aqui apresentadas. A Empresa não assume nenhuma obrigação de atualizar ou corrigir este material ou qualquer informação nele contida.

Earnings Release 1Q25

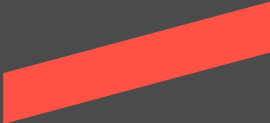
Earnings Conference Call | 05/16 at 10:00 a.m. (EDT)

[Access link](#)



1Q25

Key Indicators



Energy Production¹

1,899.2 GWh

3% ↓ YoY
(1Q25 X 1Q24)

Energy Gross Profit²

R\$ 506.9 million

3% ↓ YoY
(1Q25 X 1Q24)

Unit Gross Profit³

R\$ 269.8/ MWh

1% ↓ YoY
(1Q25 X 1Q24)

EBITDA²

R\$ 310.3 million

16% ↓ YoY
(1Q25 X 1Q24)

Total Cash²

R\$ 1.83 billion

5% ↓ QoQ
(1Q25 x 4Q24)

Energy Platform

Gross Profit⁴

R\$ 1.3 million

R\$ 41.2 million ↓ YoY
(1Q25 x 1Q24)

Net Debt²

R\$ 8.73 billion

1% ↑ QoQ
(1Q25 x 4Q24)

Net Income²

-R\$ 176.5 million

R\$ 72.0 million ↓ YoY
(1Q25 x 1Q24)

<u>Summary</u>	<u>4</u>
<u>A. Our Businesses</u>	<u>5</u>
<u>1. Energy Balance & Platform</u>	<u>7</u>
<u>2. Asset Management</u>	<u>10</u>
<u>3. Development</u>	<u>15</u>
<u>B. Financial Performance</u>	<u>18</u>
<u>C. Sustainability Metrics</u>	<u>31</u>
<u>D. Financial Statements & Operating Data</u>	<u>33</u>



1Q25 SUMMARY

Serena Energia reported an EBITDA of R\$310 million in 1Q25, a 16% year-over-year drop, primarily driven by two non-recurring events stemming from transmission grid failures. First, a collapse of transmission towers linking the Belo Monte power plant to Brazil's Southeast region created a ~5GW bottleneck for renewable generation throughout January and February with a big impact to our northeast assets, especially Assurua and Ventos da Bahia. Second, more unavailability linked to new transmission and generation capacity coming online further impacted production during the quarter. These disruptions resulted in a 198 GWh production loss, equivalent to a 15% reduction in Gross Profit for the period YoY. Currently, all transmission systems related to our plants have returned to standard operations and are 100% available.

Production reached 1,899 GWh which is 2.7% lower YoY (adj. for one-off events production would have been 2,128GWh). Resource incidence in the quarter was equivalent to P72, compared to P91 in 1Q24, and the weeks we were off in Bahia due to transmission one-offs presented P30 resource, stopping our ability to offset softer resource weeks seen in the beginning of 2025. If we were to exclude the impacts of the one-off curtailment events of the quarter, our production would have grown 9% YoY, and we would have reported an EBITDA of ~R\$350 million.

Looking ahead, we expect the remaining nine months of the year, and the full year, to deliver solid results. The isolated transmission issues are now resolved, and both seasonality and favorable energy positions are expected to drive stronger financial performance —particularly in the second half of 2025. Additionally, energy market conditions in the U.S. remain constructive, and we have recently secured a new as-gen PPA for Goodnight 1, which is expected to de-risk our 2025 gross profit and benefit from high short-term prices in Texas.

In February, Serena closed a long-term PPA and a shared infrastructure agreement between Goodnight 1 and one of the leading US developers of AI data centers. The plan with such new long-term client is to support them with infrastructure and power that enables the installation of one of the largest AI data campuses in the US on the surroundings of Goodnight after certain conditions are met in the next 90 days. This transaction is a new step towards consolidating Goodnight 1 and Serena expansions into one of the main power providers to tech companies in the geographies we operate.

On May 14th we've announced a take-private proposal led by Actis/General Atlantic and GIC Infra. The transaction price of R\$ 11.74/sh. accrued by CDI, offers shareholders a 122.3% premium over Serena's share price at the closing price on January 2, 2025, and a 24.6% premium over the last 30-day volume-weighted average price (VWAP).

If concluded, the transaction marks a change in control and the full exit of Tarpon after 17 years being a valuable part of our shareholder base. Following the completion of the transaction, Actis, GIC Infra and our CEO and founder Antonio will be parties to a new shareholders agreement and Antonio will remain the company's managing partner.

We believe that operating as a private entity backed by global sponsors with long-term capital can contribute in a pivotal way to our journey of sustainable growth in the coming years.

1Q25 HIGHLIGHTS

Energy Production⁴

- 1,899.2 GWh : -3% YoY

Profitability

- R\$ 270/MWh Unit Gross Profit⁵: -1% YoY
- R\$506.9 mm Energy Gross Profit¹: -3% YoY
- R\$ 310.3 mm EBITDA¹: -16% YoY
- -R\$ 176.5 mm Net Income¹: +69% YoY
- R\$ 2.0 mm cash earnings

Cash and Financing

- Cash Flow from Operations¹ of R\$ 124 mm: -56% YoY
- R\$ 1,83 bn Adj. Total Cash¹: -5% QoQ and +17% YoY
- R\$ 8.59 bn Adj. Net Debt¹: +1% QoQ and +2% YoY
- Serena Geração Net Debt / EBITDA: 3.6x (Vs 4.5x Covenant)

Development

- All Distributed Generation approved projects with assembly and civil completed
- 32 DG plants already connected (83.9 MW) by Apr 2025 vs. 31 plants (81.4 MW) in 4Q24
- 6 DG plants awaiting connection (15.0 MW) by Apr. 2025 vs. 7 plants (17.5 MW) in 4Q24

MAIN INDICATORS

1

Energy Platform & Balance

Indicators	Unit	1Q25	1Q24	Var.	4Q24	Var.
Energy Platform						
Energy Sales	GWh	2,377	1,190	100%	1,725	38%
Energy Balance – Asset Portfolio						
Contracted Installed Capacity ¹	MW	2,803.7	2,796.8	0%	2,803.7	0%
Assured Energy sold through Energy Offtake Agreements (2025-34) ²	%	92%	87%	5 p.p.	91%	1 p.p.
P50 sold through Energy Offtake Agreements (2025-34) ³	%	88%	83%	5 p.p.	88%	0 p.p.
Avg. Sales Price (2025-34) ⁴	R\$/MWh	234.4	218.2	7%	231.8	1%

2

Asset Management

Operating Installed Capacity	MW	2,803.7	2,683.3	4%	2,801.2	0%
Energy Production ¹	GWh	1,899.2	1,950.9	-3%	2,953.5	-36%
Gross Resource	GWh	2,359.7	2,164.6	9%	3,373.4	-30%
Asset Availability	GWh	5,509.1	5,559.2	-1%	5,750.5	-4%
Availability	%	94.5%	96.2%	-2 p.p.	94.6%	0 p.p.
Adj. Availability ⁵	%	95.5%	96.8%	-1 p.p.	96.9%	-1 p.p.

3

Development⁶

Goodnight 1 Execution (265.5 MW)	COD ⁷ %	100%	100%	0 p.p.	100%	0 p.p.
DG Execution (98.9 MW)	COD ⁷ %	85%	35%	49 p.p.	82%	3 p.p.
DG Launched (108.5 MW)	NTP ⁸ %	91%	85%	6 p.p.	91%	0 p.p.
Pipeline	MW	6,540.80	6,540.80	0%	6,540.80	0%

Notes: Find our Complete Financial Data in our Financial Worksheet available in our website. (1) The Company concluded the asset swap with EDFR on March 28, 2024 ([Notice to the Market](#)). From 2Q24 on, the Company started to consolidate 100% of Ventos da Bahia in its operational results and no longer has a stake in Pirapora. Considers 100% in Pipoca and in Distributed Generation (DG) assets. (2) For BR portfolio considers grid and internal losses. (3) P50 net of wake effects impact from all expansions and balanced by operational data. Considers BR portfolio grid an internal losses. (4) Average prices for database Jan/01/2025 for 1Q25 and database Jan/01/2024 for 1Q24 and 4Q24. Considers the pro-rata stake of unconsolidated investments for 1Q24. Considers 100% of Ventos da Bahia 1, 2 and 3 from 2Q24 on. (5) Adj. Availability is the portfolio availability in the period adjusted by the contractual restitution by O&M providers (that is, an equivalent to a financial availability). (6) Considers project status at data at the end of the quarter. (7) Commercial Operation Date, meaning the date in which the investment reached the full operational stage. (8) Notice to Proceed, meaning the investment's approval by the Board.



 **serena**



Xique-Xique, BA

Assuruá Complex – 808.1 MW

ENERGY BALANCE PORTFOLIO BREAKDOWN – Asset Portfolio (Excludes Energy Platform)

Energy Resources & Energy Sales

Forward Output Sold

Average Price⁹
(Database: Dez/24)

Energy Portfolio Distribution ¹ [MWavg.]	2025	2026	2027	2028	2029	2030–2034 ⁹
Total Resources Under Management (A)	1,603.8	1,451.6	1,456.6	1,442.6	1,341.6	1,293.6
Assured Energy – Wind (BR) ²	1,075.8	1,075.8	1,075.8	1,075.8	1,075.8	1,075.8
Assured Energy – Hydro (BR)	40.7	40.7	40.7	40.7	40.7	40.7
Distributed Generation – P50 – Solar (BR)	30.7	30.7	30.7	30.7	30.7	30.7
Certified P50 – Wind (US)	100.4	100.4	100.4	100.4	100.4	100.4
Purchase for Resale (BR)	356.2	204.0	209.0	195.0	94.0	46.0
Energy Sales (B)	1,554.3	1,408.0	1,370.8	1,395.2	1,331.5	1,127.5
Regulated Market (BR)	514.7	514.7	514.7	514.1	514.7	501.8
Free Market (BR) ³	958.8	812.4	775.2	800.2	735.9	554.8
Revenue Put (US)	50.2	50.2	50.2	50.2	50.2	40.2
Distributed Generation – Solar (BR)	30.7	30.7	30.7	30.7	30.7	30.7
Uncontracted Energy (C = A-B)	49.5	43.6	85.8	47.3	10.1	166.1
Forward Output Sold [%] (D = B/A)	97%	97%	94%	97%	99%	87%
Sold Energy (@Assured Energy) ⁴	97%	97%	94%	97%	99%	87%
Unsold Energy (@Assured Energy)	3%	3%	6%	3%	1%	13%
Unsold Energy (@P50) ⁵	7%	7%	10%	7%	5%	17%
Average Sales Price⁹ [R\$/MWh]	239.0	247.4	248.2	227.5	231.7	230.7
Regulated Market ^{1,6} (R\$/MWh)	252.6	252.6	252.6	252.5	252.6	245.9
Free Market ^{1,6} (R\$/MWh)	225.2	234.8	234.5	199.4	205.0	201.7
Merchant Price – Goodnight (US\$/MWh) ⁷	35.4 (R\$ 203.2)	42.4 (R\$ 243.7)	45.6 (R\$ 261.7)	43.9 (R\$ 252.1)	42.7 (R\$ 245.0)	41.0 (R\$ 235.5)
Distributed Generation (R\$/MWh) ⁸	500.0	500.0	500.0	500.0	500.0	500.0

Notes: Find our Complete Financial Data in our Financial Worksheet available in our website. (1) Considers the pro-rata stake of unconsolidated investments (50% stake in Pirapora and Ventos da Bahia 1, 2 and 3 and 51% in Pipoca) for 1Q24. From 2Q24 on, after the conclusion of the asset swap with EDFR (see more on the [Notice to Market](#)), considers 100% of Ventos da Bahia 1, 2 and 3. (2) Considers BR Portfolio grid and internal losses. (3) Free Market contracts includes traditional PPAs and self-production like arrangements already closed (Delta 7 and 8, Chui, Assurua 4 and Assurua 5). (4) For BR Portfolio, assumes Assured Energy. (5) For BR Portfolio, assumes P50 (net of grid and internal losses). (6) Average prices for database Jan/01/2025. (7) Exchange rate of 6.18 BRL/USD. Considers the calculated captured ratio from the ICE for forward prices. (8) Does not consider the annual variation in tariffs. (9) Weighted average.

PORTFOLIO HIGHLIGHTS

Energy Balance – Ex Energy Platform

Currently, ~92% of our 10-year average¹ (2025-34) Assured Energy output is contracted. New (completed and to be completed) energy offtake transactions for our existing portfolio have the potential to increase our EBITDA during the next 10 years.

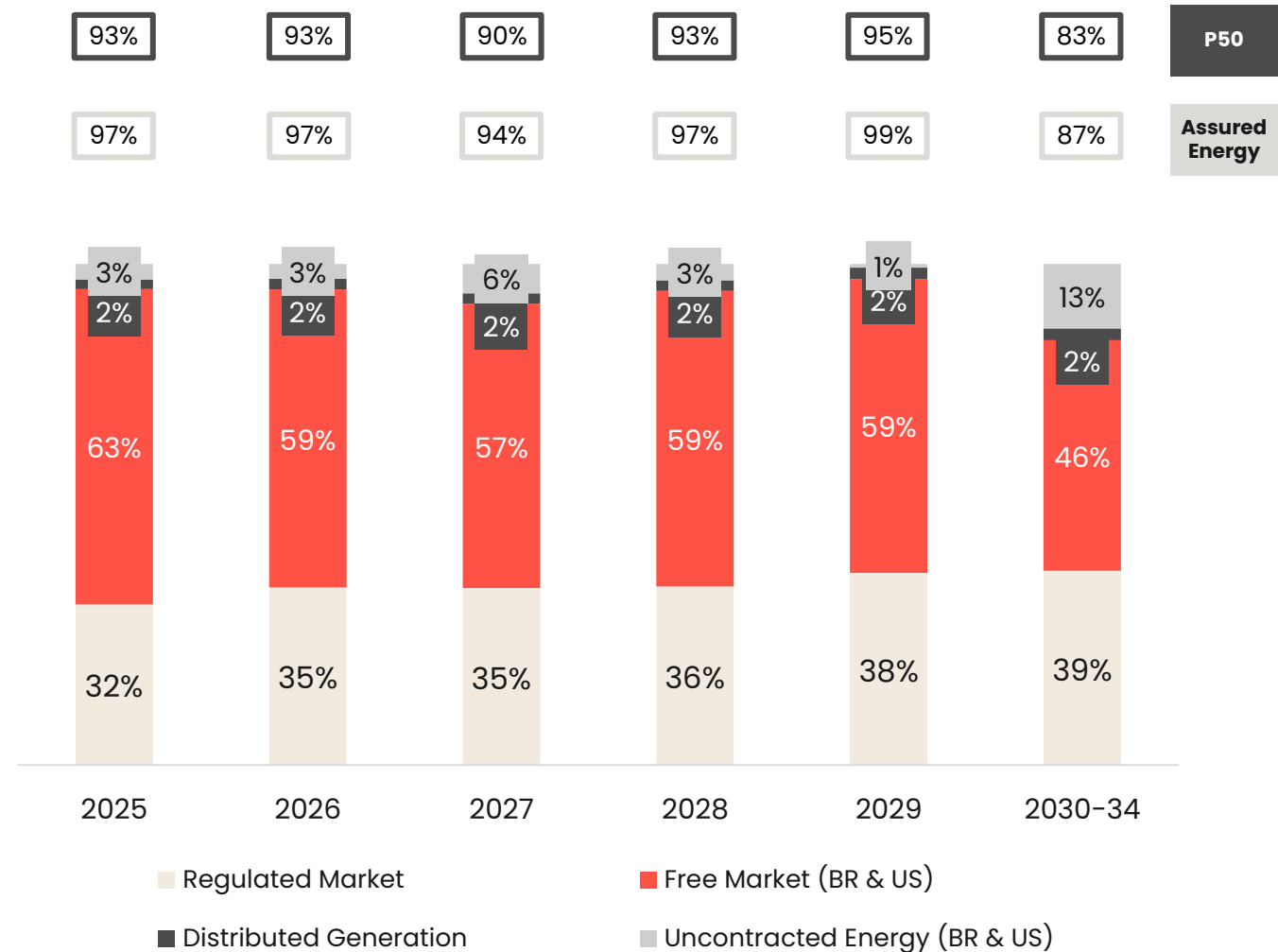
- For the Brazil utility-scale portfolio, ~96%¹ is contracted between 2025 and 2034 (~91% contracted @ P50).
- We have signed an as-gen PPA in the US that mitigates significantly our exposure to merchant prices in 25-26. We have also signed a preliminary agreement with a U.S. tech company to buy power from Goodnight 1 and 2.
- Our sales efforts for DG in Brazil continue to scale and we have recently reached the milestone of supplying energy to more than 10,000 clients, while we continue to ramp-up our sales curve.

Average Price

Our 2025-34 average² sales price is **R\$ 235.1/MWh**:

- For Brazil utility-scale portfolio, **R\$ 227.9/MWh** of average sales² price until 2034 (free and regulated markets).
- US\$ 42.3/MWh**, expected, for Goodnight 1 (energy + RECs) until 2033²; see 2023 and 2024 actual quarter seasonality [on page 22](#);
- R\$ 500/MWh** average price for distributed generation.

Energy Balance – Ex Energy Platform (% contracted level @Assured Energy³ and @P50⁴)



ENERGY PLATFORM HIGHLIGHTS

Free Market Energy Volumes and Financial Results

- **R\$ 1.3 mm** of EGP from Energy Platform in 1Q25.
- **2,384.2 GWh** of energy sold in 1Q25.

Realized Energy Gross Profit – Free Market

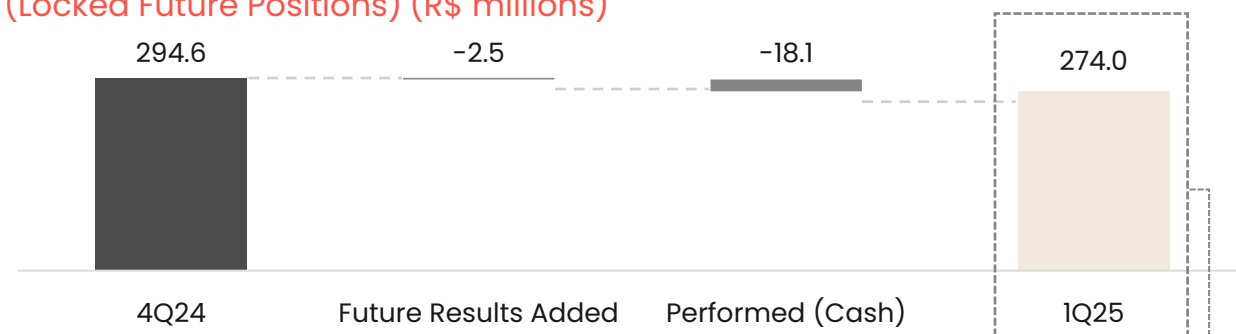
Currently we have R\$ 274.0 mm in Realized Energy Gross Profit in the Energy Platform that will be converted in cash in the next 10 years (R\$ 188 mm in the next 3 years).

- Fully locked buy and sell positions securing predictable cash flows, with a neglectable exposure to forward price variation.

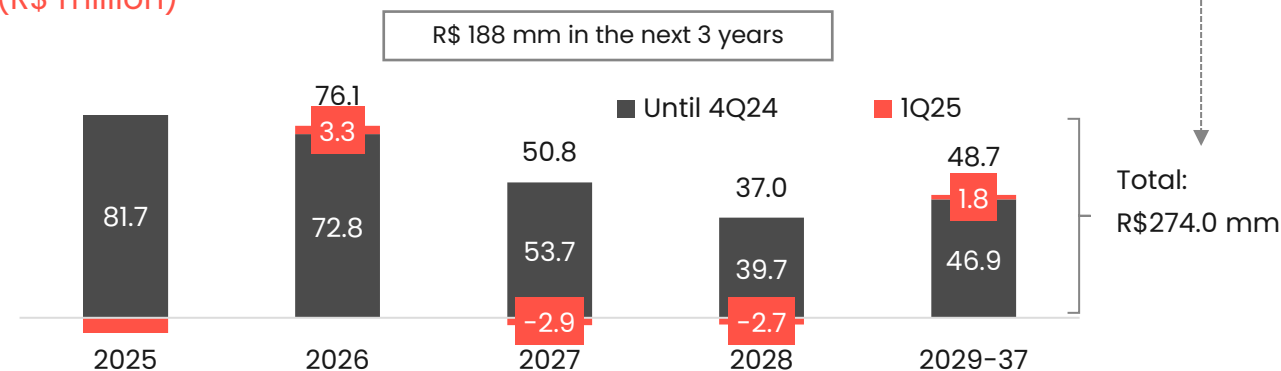
Distributed Generation¹

- 144.5 MW of projects contracted (including Serena's own investments and agreements with other suppliers), resulting in an estimated commercial margin of R\$ 20–25 million per year when all projects are operating.
- Expected additional R\$ 200–250 mm until 2033 in Distributed Generation Gross Profit from assets already being built and getting ready to start supply.

Realized Energy Gross Profit (Locked Future Positions) (R\$ millions)



Cash Curve of Realized Energy Gross Profit per year (R\$ million)



	2025	2026	2027	2028	2029–37
Total transacted volumes (MWavg)	1,175.9	740.2	459.3	218.8	24.9

Operational Summary

In 1Q25, production was 3% down YoY despite better resources, mostly due to one-off curtailment events.

Operating Assets	Installed Capacity (MW)	P50 (MWavg.) ^{4,5}	Assured Energy (MWavg.) ⁵	Energy Production (GWh)		
				1Q25	1Q24	Var.
BR Portfolio – Utility Scale	2,439.3	1,226.0	1,154.9	1,638.1	1,730.0	-5%
Delta Complex	573.8	316.6	296.6	399.5	445.8	-10%
Bahia Complex	1,172.2	645.0	586.7	766.2	652.2	17%
Assuruá	808.1	454.2	414.2	458.9	517.5	-11%
Ventos da Bahia ¹	364.1	190.9	172.5	307.3	134.7	128%
SE/CO Complex	110.6	54.7	54.2	127.7	243.7	-48%
Pipoca ²	20.0	10.3	11.9	27.7	33.4	-17%
Serra das Agulhas	30.0	12.9	12.9	36.7	60.1	-39%
Indaiás	32.5	23.7	22.4	49.3	47.6	3%
Gargaú	28.1	7.9	7.1	14.1	11.4	23%
Pirapora ¹	-	-	-	0.0	91.2	n.a.
Chuí Complex	582.8	209.6	217.4	344.6	388.3	-11%
US Portfolio – Utility Scale	265.5	100.4	n.a.	238.1	220.9	8%
Goodnight Complex	265.5	100.4	n.a.	238.1	220.9	8%
Total Portfolio – Utility Scale	2,704.8	1,326.3	1,154.9	1,876.1	1,950.9	-4%
DG Portfolio³	83.9	26.0	n.a.	23.0	0.0	n.a.
Total Portfolio Serena	2,788.7	1,352.4	1,158.9	1,899.2	1,950.9	-3%
Other Operational Indicators	-	-	-	1Q25	1Q24	Var.
Gross Resource (GWh) – Portfolio	-	-	-	2,359.7	2,164.6	9%
Asset Availability (%) – Portfolio	-	-	-	94.5%	96.2%	-2 p.p.
Adj. Availability (%) ⁶ – Portfolio	-	-	-	95.5%	96.8%	-1 p.p.

Notes: Find our Complete Financial Data in our Financial Worksheet available in our website. (1) The Company concluded the asset swap with EDFR on March 28, 2024 ([Notice to the Market](#)). From 2Q24 on, the Company started to consolidate 100% of Ventos da Bahia in its operational results and no longer has a stake in Pirapora. (2) Considers 100% of Pipoca. (3) Considers 100% in Distributed Generation (DG) assets. (4) Annual Long-Term P50. Net of wake effects impact from all expansions and balanced by operational data. (5) Does not consider grid and internal losses. (6) Adj. Availability is the portfolio availability in the period adjusted by the contractual restitution by O&M providers (that is, an equivalent to a financial availability).

ENERGY PRODUCTION (YoY analysis)

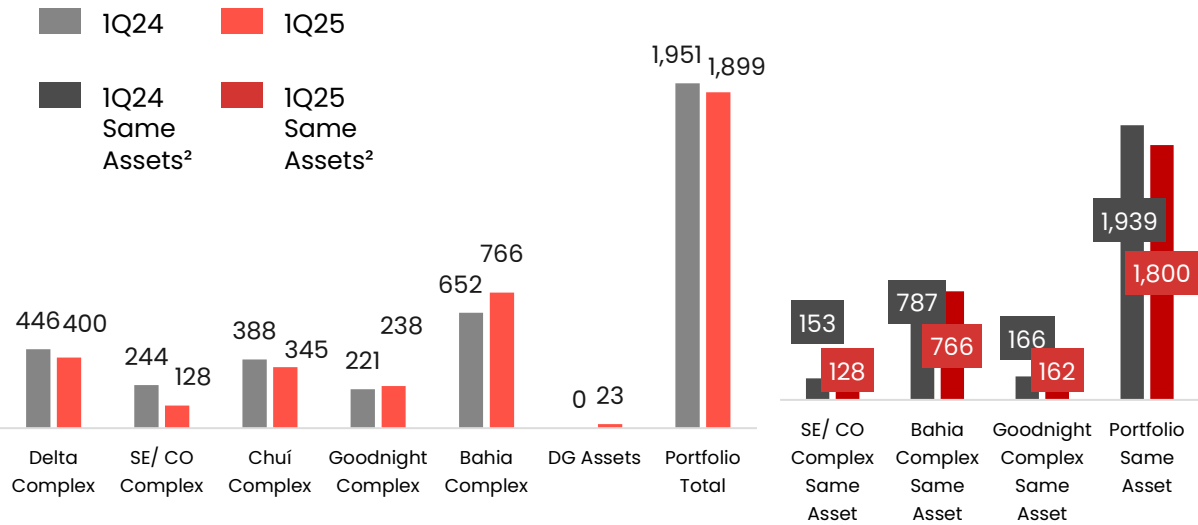
During 1Q25, energy production was down YoY, mostly driven by curtailment impacts especially in the Bahia Cluster – and, on a smaller scale, in the Delta Cluster. The Curtailment observed in Q1 was mostly due to electrical reasons (~65% classified as electric curtailment, which is partially reimbursed as it’s a constrained-off event related to grid outages).

1Q25 vs. 1Q24

Energy Production¹ in 1Q25 was down 2.7% YoY to 1,899.2 GWh, mainly due to:

- ↑ 17.2 GWh from Goodnight 1, which started its ramp-up phase in November 2023 and reached full operation in early January 2024, as well as better resource incidence YoY;
- ↑ 23.0 GWh of production from our DG plants that are connected to the grid;
- ↓ On a same-asset base (fully ramped assets and excluding the asset-swap effects), production was down -7.2% YoY. Year-over-year, Delta (-10.4%), Bahia (-2.6%), Chuí (-11.2%), and SE/CO (-16.2%, meaning 24.8 GWh).

Energy Production¹ (by Cluster) – in GWh



RESOURCE INCIDENCE (vs. Expected) – in GWh

Cluster	Gross Resource ³ vs. P50 (1Q25)	1Q25 Comments
Delta Complex (573.8 MW)	-28.6 GWh (-5.9%)	Delta’s resources were impacted by higher precipitation indices in the region during January. February and March were mostly in line with the historical average.
Bahia Complex (990.2 MW)	-10.4 GWh (-0.9%)	Bahia Cluster resources were virtually in line with P50 in the first quarter. January started below the historical average, but it was compensated by good resources in February and March.
SE/CO Complex (110.6 MW)	-26.2 GWh (-17.0%)	Hydro resources 16% (-21.2 GWh) lower-than-expected. Wind resources 26% (-5.2 GWh) lower-than-expected.
Chuí Complex (582.8 MW)	-86.7 GWh (-19.3%)	Chuí’s resources were impacted by the dynamics of cyclones and cold fronts in the region.
Goodnight Complex (265.5 MW)	+18.2 GWh (+7.4%)	Goodnight’s resources were impacted by favorable dynamics of cyclones in the region.
Total	-141.1 GWh (-5.6%)	

Notes: Find our Complete Financial Data in our Financial Worksheet available in our website. (1) The Company concluded the asset swap with EDFR on March 28, 2024 ([Notice to the Market](#)). From 2Q24 on, the Company consolidated 100% of Ventos da Bahia in its operational results. Considers 100% of Pipoca and in Distributed Generation (DG) assets. (2) Same-asset Year-over-Year comparison considers: (A) Goodnight 1's ramp-up phase from Nov/23 to Feb/24; (B) 100% of Ventos da Bahia and 0% of Pirapora from Apr/23 to Apr/24; (C) Distributed Generation Assets from 3Q24 on. (3) Expected generation for a given resource incidence. Source: ERA5 (European Centre for Medium-Range Weather Forecasts Reanalysis v5) and Company Data.

OPERATIONAL EFFICIENCY (1Q25 Breakdown)

Gross (effective energy production) and net (economic production) operational efficiency in 1Q25 were respectively 375 GWh and 218 GWh below our long-term target. Gross operational efficiency comes mostly from a production impact of 306 GWh due to curtailment (from which ~65% is classified as electrical, and is subject to specific reimbursement rules) and 71 GWh of availability losses before FSA reimbursements, partially offset by 2 GWh resulting from better technical performance of our wind systems :

↓ Availability: 71 GWh loss (~R\$ 8.1 mm) mostly from corrective maintenance procedures mainly in Ventos da Bahia and Delta Cluster, from which ~60% is covered by our guaranteed availability service contracts (detailed in the chart below), resulting in net losses of 22 GWh.

↑ Performance: 2 GWh gain (~R\$ 0.2 mm) in Deltas and Chuí, stemming from initiatives such as ETPO¹ and power-ups, that improved our WTG performance.

↓ Curtailment : 306 GWh loss (~R\$ 39.7 mm), before ONS restitution. Within our portfolio, Bahia Cluster (260 GWh) had the highest impact this quarter. From total curtailment amount, ~85% is related to one-off events that reduced the transmission grid's export capacity, being either classified by the regulator as electrical or reliability, explained below. According to the current reimbursement methodology, this quarter we provisioned 108 GWh (~R\$ 9.8 mm), leading to a net curtailment impact of

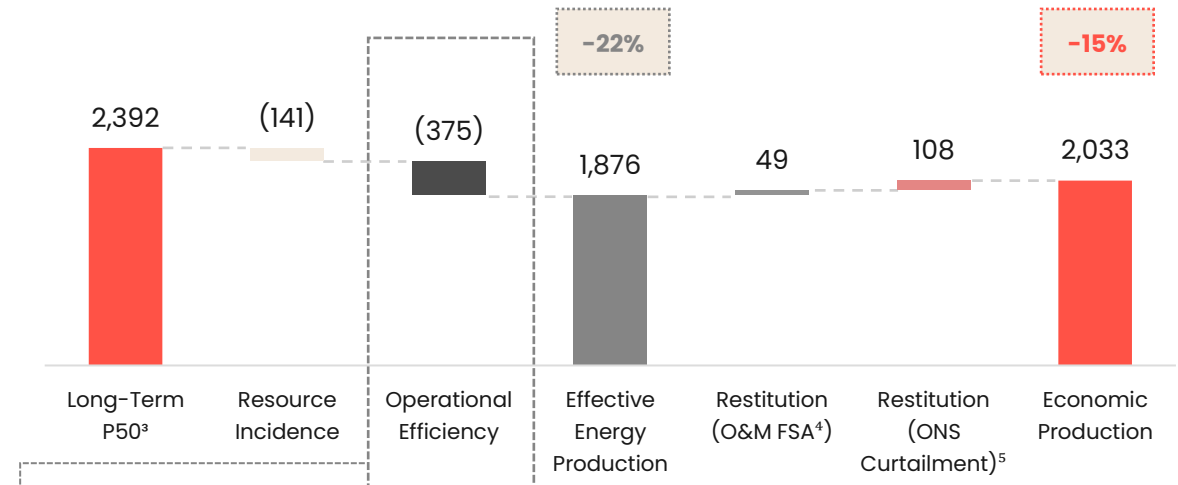
Curtailment Impacts in 1Q25:

January: In the 1st half of the month curtailment was mainly due to seasonally low systemwide demand that created energetic curtailment. Starting the 22nd, the collapse of some towers of the transmission line that connects the Belo Monte power plant to the Southeast region created an ~5GW restriction on renewable production that ended February 13, that led to relevant curtailed volume due to electrical reasons.

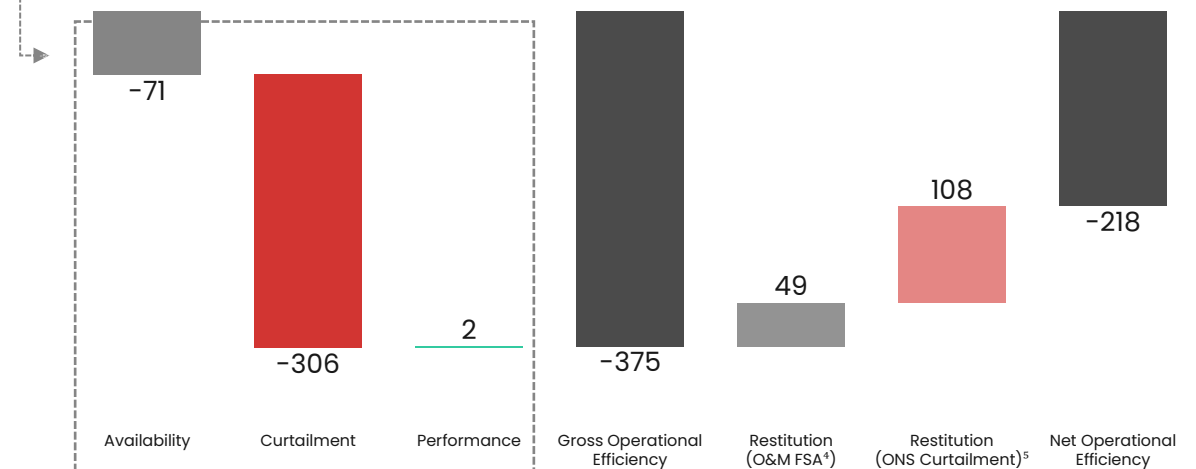
February: As mentioned above, the electrical curtailment events persisted until the 13th. Afterwards, a reliability event at the end of the month also created constrained-off events.

March: March saw a relative normalization of curtailment impacts, although, another reliability event due to the start of operations of a new transmission line that will benefit the Bahia cluster also brought non-recurring impact to curtailment in the quarter.

Operational Performance Analysis (Utility Scale) – 1Q25 in GWh



Operational Efficiency Build-up

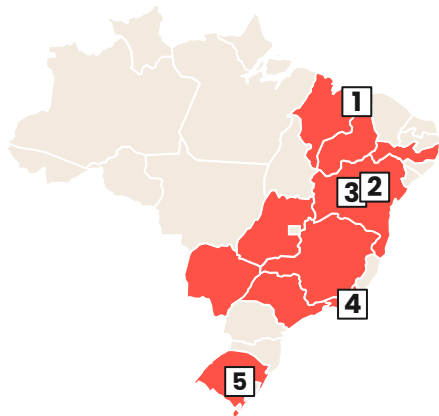


Curtailment Overview

Serena's Portfolio has a below-average exposure to curtailment. In the Northeast assets, exceptional outages increased the 1Q25 curtailment impact

Energy loss accounted for 15.3% in the 1Q25 while the Energy Gross Profit loss was 8.6%. Without the non-recurring events, the energy loss for 1Q25 decreases to 6.8%

- Delta PI, VDBI and Gargaú are connected in the distribution grid, with no curtailment
- Chuí is in a region with low electrical curtailment.
- Delta MA is in a region with low electrical curtailment; however, an exceptional outage in the HVDC of the Belo Monte system increased the impact in this asset.



#	Asset	Connection	Energy Production Loss (1Q25)				Energy Gross Profit Loss (1Q25)				Production Profile	PPA - Market
			Total	Electric.	Reliab.	Energy	Total	Electric.	Reliab.	Energy		
1	Delta PI (Delta 1 and 2) 147.8 MW	Distribution: SE Tabuleiros II	-	-	-	-	-	-	-	-	Connected to the distribution network and not exposed to restrictions set by ONS.	Regulated (LEN)
1	Delta MA (Delta 3, 5 & 6, 7 & 8) 426.0 MW	Transmission: SE Miranda II	10.6%	6.1%	0.1%	4.4%	7.9%	5.5%	0.0%	1.6%	Events in 2025 mainly caused by transmission outages and energy reasons. This asset daytime generation profile during the wind season has a larger overlap with periods of oversupply.	Delta 3: Regulated (LEN/LER) Delta 5 & 6: Regulated (LEN) Delta 7 & 8: Free-Market
2	Ventos da Bahia 1 66.0 MW	Distribution: SE Bonito	-	-	-	-	-	-	-	-	Connected to the distribution network and not exposed to restrictions set by ONS.	Regulated (LEN)
2	Ventos da Bahia 2 116.6 MW	Transmission: SE Morro do Chapéu II	19.8%	14.2%	2.3%	3.4%	13.0%	10.3%	1.1%	1.6%	Growth in electric events caused by exceptional outages in the SIN	Regulated (LER)
2	Ventos da Bahia 3 181.5 MW	Transmission: SE Morro do Chapéu II										Regulated (LEN) + Free-Market
3	Assuruá 1, 2 and 3 353.0 MW	Transmission: Assuruá 1 and 2 – SE Irecê; Assuruá 3 – SE Gentio do Ouro II	36.4%	21.1%	10.4%	5.0%	17.7%	12.0%	3.7%	1.9%	Growth in electric events caused by exceptional outages in the SIN.	Assuruá 1 and 2: Regulated (LER) Assuruá 3: Regulated (LEN)
3	Assuruá 4 and 5 455.1 MW	Transmission: SE Gentio do Ouro II										Free-Market
4	Gargaú 28.1 MW	Distribution: SE Santa Clara	-	-	-	-	-	-	-	-	Connected to the distribution network and not exposed to restrictions set by ONS.	Proinfa
5	Chuí 582.8 MW	Transmission: SE Santa Vitória do Palmar 2	2.1%	0.0%	0.0%	2.1%	0.4%	0.0%	0.0%	0.4%	Restrictions motivated exclusively by energy reasons. Exposure to free market contracts reduces the impact on EGP.	Free-Market
Serena Brazil			15.3%	9.4%	3.1%	2.8%	8.6%	6.0%	1.3%	1.2%		



Distributed Generation

SE, NE and MW (98.9 MWac¹)

82% of our plants have been connected to the grid, with the remaining ones still waiting for the distribution companies



83.9_{MW}

Grid Connected

15.0_{MW}

Awaiting Connection

0.0_{MW}

Under Construction

Connected:

84%

Assembly:

100%

Civil Started:

100%

Procurement:

100%

Other Information:

Full Year EBITDA³
Projection:

R\$ 75 mm – R\$ 85 mm

Supplier: WEG

Load Factor: ~31%
(first year)

Full COD: 2025

CAPEX:

R\$ 440 mm²

Total Capex Estimate⁴:

R\$ 431 mm – R\$ 481 mm

Notes: Find our Complete Financial Data in our Financial Worksheet available in our website. (1) The Company currently holds 70%. 87 MW from the JV with Apolo (70%), 6,9 MW from other partnership (50%) and 5 MW from Serena's own investment. (100%). (2) Up to Q4 2024. Company's share. (3) First full year EBITDA for 100% of contracted capacity. Company's share. (4) Company's share.



UFV Avanhandava I



Current Development Pipeline

Key Metrics	On-going DG (Building and NTP)	Future DG (Ready to Build)	Goodnight 2 (Ready to Build)	Hybrid Assuruá (Solar) (Late Stage)	Wind Pipeline (Late Stage)		Solar Pipeline (Mid + Early Stage)		Wind Pipeline (Mid + Early Stage)		Storage Pipeline (Early Stage)	Total
	BR	BR	US	BR	BR	US	BR	US	BR	US	US	BR + US
Location	BR	BR	Texas, US	Bahia, BR	-	-	-	-	-	-	-	-
Potential Capacity ¹	98.9 MWac	9.6 MWac	265.5 MW	100 MW	124.8 MW	-	Up to 4,200 MWac	Up to 260 MWac	Up to 864 MW	Up to 510 MW	Up to 108 MW	Up to 6,540.8 MW
Load Factor (%)	~31% (First Year)	29% - 32% (First Year)	37.8%	28% - 33%	40% - 60%	-	28% - 33%	~26%	~52%	38% - 42%	-	-
Construction Start	June 2023	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Full COD	2025	2025	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Serena's Share ²	70%	70%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	-
Total CAPEX Estimate	R\$ 431 mm - R\$ 481 mm (Serena Share) ⁴	R\$ 111 mm - R\$ 151 mm (Serena Share) ⁴	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CAPEX Deployed ²	R\$ 440 mm (Serena Share)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Funding	All phases: up to 80% (pending Fundo Clima and Finem from BNDES)		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Full Year EBITDA Expectation ³	R\$ 75 mm - R\$ 85 mm (Serena Share by 2026)	R\$ 8 mm - R\$ 18 mm (Serena Share by 2026)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

MAIN INDICATORS

1

Profitability
Summary

	Unit	1Q25	1Q24	Var.	4Q24	Var.
Adjusted Energy Gross Profit ¹	R\$mm	506.9	524.6	-3%	944.5	-46%
Energy Gross Profit	R\$mm	547.3	461.9	19%	954.6	-43%
Unit Gross Profit ²	R\$/MWh	269.8	271.2	-1%	322.4	-16%
Adjusted EBITDA ³	R\$mm	310.3	367.9	-16%	757.8	-59%
Adjusted EBITDA Margin ⁴	%	61.2%	70.1%	-8.9 p.p.	80.2%	-19 p.p.
EBITDA	R\$mm	354.4	687.1	-48%	762.3	-54%
Adjusted Net Income (Losses)	R\$mm	-176.5	-104.5	69%	241.8	-173%
Net Income (Losses) ³	R\$mm	-155.5	135.5	-215%	227.0	-168%

2

Cash and
Financing
Summary

Adjusted Net Debt ¹	R\$mm	8,593.7	8,500.7	1%	8,521.0	1%
Net Debt	R\$mm	8,729.6	8,599.6	2%	8,651.2	1%
Adjusted Cash Balance ¹	R\$mm	1,837.3	1,552.3	18%	1,923.7	-4%
Cash Balance	R\$mm	1,827.5	1,567.7	17%	1,915.6	-5%
Adj. Cash Flow From Operations ¹	R\$mm	123.5	281.7	-56%	491.7	-75%

Notes: Find our Complete Financial Data in our Financial Worksheet available in our website. (1) Considers the pro-rata stake of Serena's investments. Net of Tax Equity's IFRS effects. The Company concluded the asset swap with EDFR on March 28, 2024 ([Notice to the Market](#)). The Company started to consolidate 100% of Ventos da Bahia and no longer has a stake in Pirapora (a) in its Balance Sheet from 1Q24 on and (b) in its results from 2Q24 on. (2) Adjusted Energy Gross Profit/Adjusted Energy Production. (3) Adjusted. Considers the pro-rata stake of Serena's investments. Net of Tax Equity's IFRS effects and non-recurring/non-economic items. (4) Adjusted EBITDA/Adjusted Energy Gross Profit.

Profitability Summary

In 1Q25, Adjusted EBITDA^{1,4} was down 16% vs. 1Q24.

B. Financial Performance

1. Profitability Summary

P&L (R\$ million)	1Q25	1Q24	Var.
Net Revenues	1,156.3	687.9	68%
Energy Purchase net of Tax Credit	-608.9	-226.0	169%
Energy Gross Profit	547.3	461.9	19%
O&M	-113.3	-82.7	37%
Regulatory Charges	-41.5	-32.1	29%
Administrative, Personnel and General Expenses	-39.7	-31.1	28%
Other Operating Income (Expenses)	-1.6	368.2	-100%
Equity Income	3.3	2.9	13%
EBITDA	354.4	687.1	-48%
Depreciation and Amortization	-202.3	-161.0	26%
EBIT	152.1	526.1	-71%
Net Financial Result	-289.3	-238.9	21%
EBT	-137.1	287.3	-148%
Income and Social Contribution Taxes	-18.3	-151.7	-88%
Net Income (Losses)	-155.5	135.5	-215%
Adjusted Energy Gross Profit¹ (R\$ million)	1Q25	1Q24	Var.
Energy Gross Profit	547.3	461.9	19%
Energy Gross Profit from JVs	1.4	73.2	n.a.
Tax Equity Partner Allocation ²	-41.8	-10.47	299%
Adj. Energy Gross Profit	506.9	524.6	-3%
Unit Gross Profit (R\$/MWh) ³	268.8	271.2	-1%
Adjusted Opex & Expenses¹ (R\$ million)	1Q25	1Q24	Var.
Opex & Expenses	-196.2	222.3	-188%
(-) Non-recurring items	0.0	-364.9	-100%
Opex & Expenses from JVs	-0.8	-14.3	-94%
Tax Equity Partner Allocation ²	0.4	0.2	128%
Adj. Opex & Expenses	-196.6	-156.7	25%
Adj. Opex & Expenses (R\$/MW)	-70.8	-58.4	21%
D&A from JVs	1.1	-19.0	-106%
Adjusted EBITDA^{1,4} (R\$ million)	1Q25	1Q24	Var.
EBITDA	354.4	687.1	-48%
(-) Equity income	3.3	2.9	13%
(-) Non-recurring items	0.0	364.9	-100%
EBITDA from JVs	0.6	58.9	-99%
Tax Equity Partner Allocation ²	-41.4	-10.3	302%
Adj. EBITDA	310.3	367.9	-16%
Adj. EBITDA margin ⁵ (%)	61.2%	70.1%	-8.9p.p.
Adjusted Net Income/Losses^{1,4} (R\$ million)	1Q25	1Q24	Var.
Net Income (Losses) ex-Equity Income	-158.8	132.6	-220%
Non-recurring items	0.0	-240.8	-100%
Tax Equity Partner Allocation ²	-41.4	-10.3	302%
Tax Equity IFRS effect of interest accrual	21.6	11.1	94%
Net Income from JVs	2.1	2.9	-29%
Adjusted Net Income	-176.5	-104.5	69%

Notes: Find our Complete Financial Data in our Financial Worksheet available in our website. (1) Considers the pro-rata stake of Serena's investments. Net of Tax Equity's IFRS effects. (2) Considers PTC (Production Tax Credit) proportional allocation to Tax Equity Partner and 5% EBITDA Cash Distribution to Tax Equity Partner. (3) Adjusted Energy Gross Profit/Adjusted Energy Production. (4) Does not consider non-recurring/non-economic items. (5) Adjusted EBITDA/Adjusted Energy Gross Profit.

ENERGY GROSS PROFIT (YoY analysis)

1Q25 YoY is mostly explained from: lower energy platform results YoY; positive liability write-off booked in 1Q24 that did not happen this quarter. On the other hand, energy balance surpluses was the main offset to these negative effects.

1Q25 vs. 1Q24

EGP¹ was down R\$ 17.7 mm to R\$ 506.9 mm, decreasing 3% YoY mainly due to:

↑ **Addition of New Assets:** +R\$ 2.1 mm:

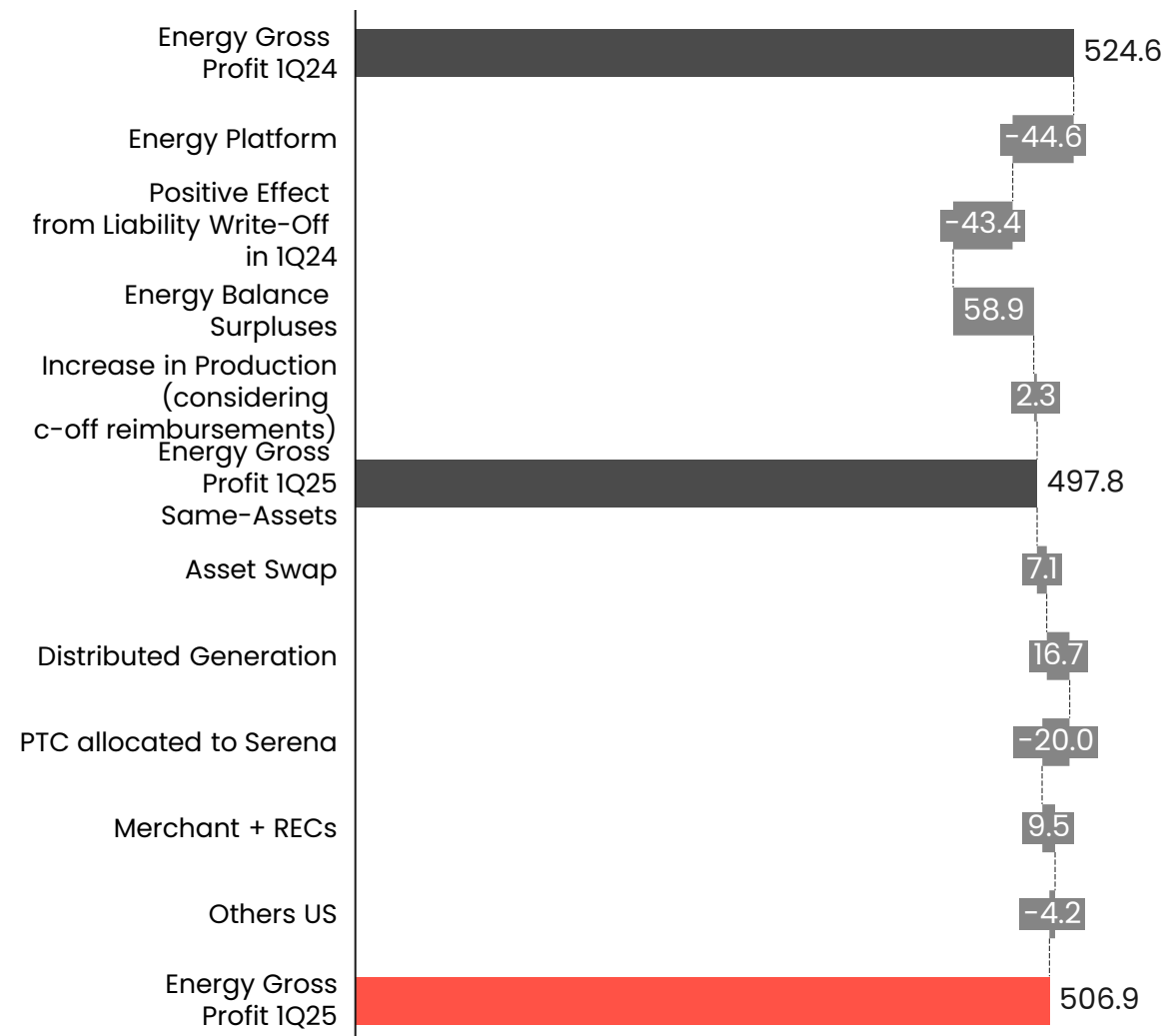
- Distributed Generation: +R\$ 16.7 mm;
- Goodnight 1: -R\$ 14.8 mm (decrease vs. R\$ 20.1 mm in 1Q24), mainly due to:
 - PTC allocated to Serena: -R\$ 20.0 mm resulting from the end of the special allocation of PTCs towards Serena of 58%, compared to the regular allocation from now on of 99% towards the Tax Equity Partner;
 - Merchant + RECs: +R\$ 9.5 mm²;
 - Others: -R\$ 4.2 mm.

↓ **From Same Assets:** -R\$ 26.8 mm:

- Energy Platform: -R\$ 44.6 mm;
- Positive effect from liability write off connected to post-acquisition restructuring in 1Q24: -R\$43.4 mm;
- Portfolio mix (+R\$ 61.2 mm), mainly as an effect of (i) Energy balance surpluses of approximately R\$ 58.9 mm and (ii) a R\$2.3 mm increase YoY in energy production figures, when considering electric c-off reimbursements of R\$ 9.8 mm.

↑ **Others:** Effects from the Asset Swap: +R\$ 7.1 mm.

ENERGY GROSS PROFIT¹ (YoY analysis) – Build Up



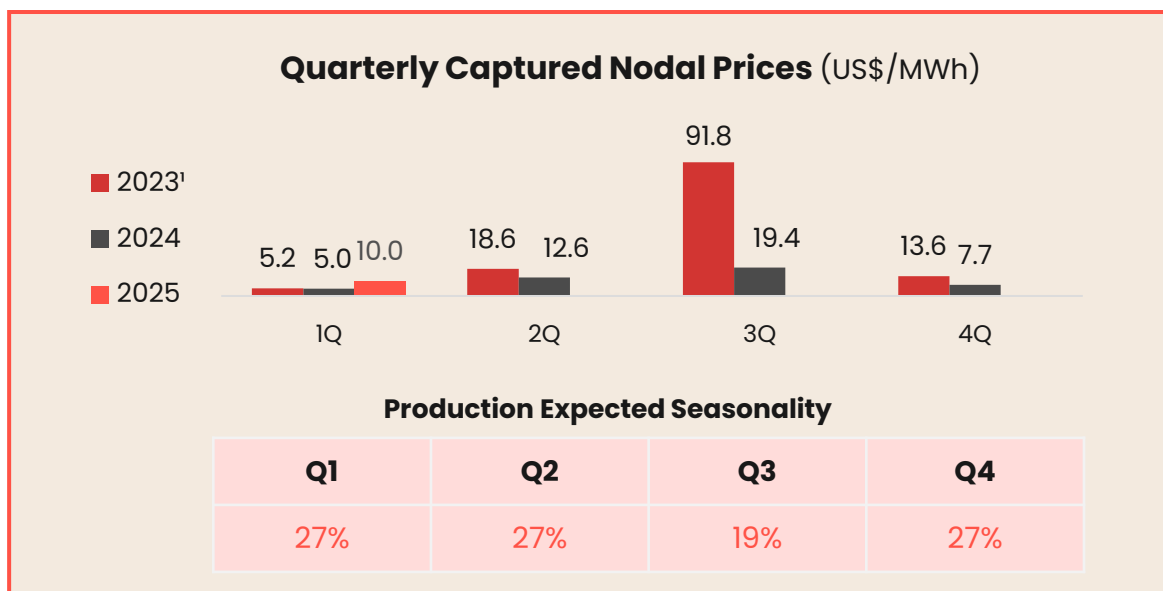
US ENERGY PORTFOLIO – Merchant prices

1Q25 had colder temperatures when compared to 1Q24. Higher natural gas consumption for heating purposes is an important dynamic as it increases gas prices which is an important energy price driver given the large natural gas energy matrix of the state. This translated into an increase of 108% in captured prices YoY for the first quarter.

Goodnight Energy Gross Profit Explained

Goodnight presents a much higher seasonality in terms of prices compared to other assets of Serena's portfolio. ERCOT's demand is mainly driven by temperature, peaking in the summer (Jun-Sep).

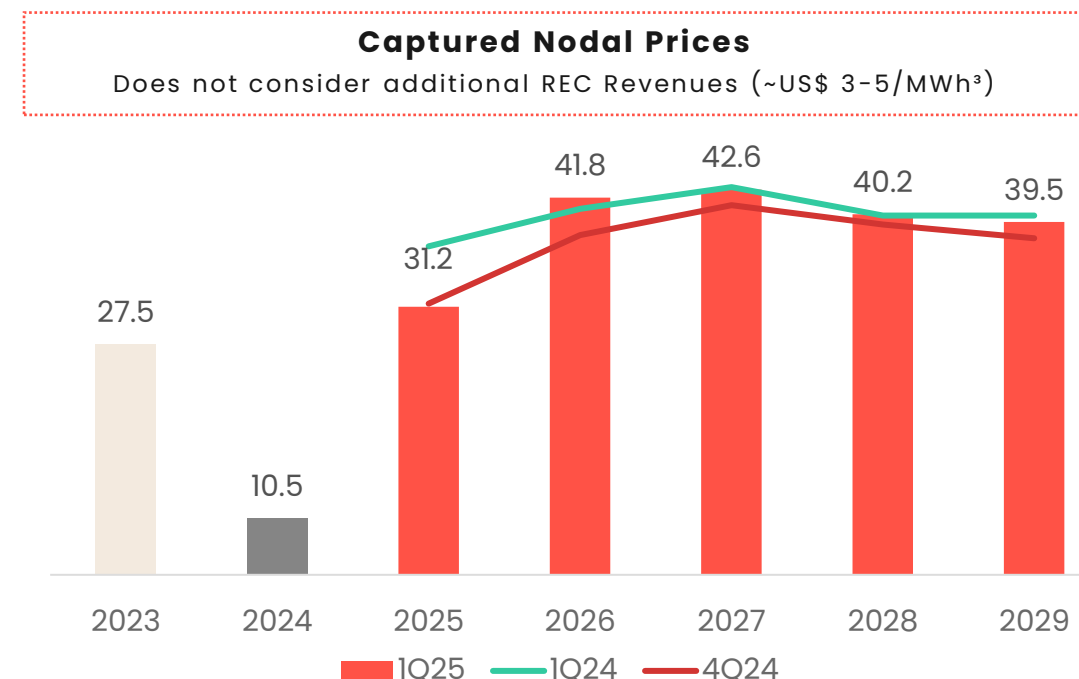
For that reason, it is important to look at Goodnight's revenues seasonality as a combination of Production x Prices.



US ENERGY PORTFOLIO – Forward prices

The 4-year average long-term prices¹ for Goodnight increased 3.9% QoQ and decreased 3.1% YoY, reaching US\$ 39.0/MWh in 1Q25, before additional REC Revenues. QoQ, the increase came mostly due to the higher incidence of cold fronts in the region during the winter in 1Q25, combined with the expectation of high temperatures for the summer. YoY, the slight decrease is mostly related to the stabilization of the projections of new energy demand in ERCOT.

Fwd Prices² Curve – US\$/MWh



UNIT GROSS PROFIT (YoY analysis)

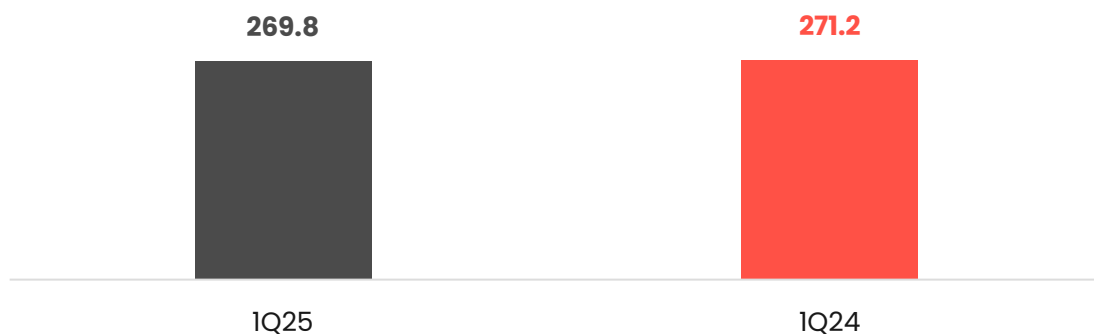
1Q25 YoY is mostly explained from: lower energy platform results YoY; positive liability write-off booked in 1Q24 that did not happen this quarter. On the other hand, energy balance surpluses were the main offset to these negative effects.

1Q25 vs. 1Q24

Unit Gross Profit¹ was down R\$ 1.4/MWh to R\$ 269.8/MWh, down 1% YoY, mainly due to:

- ↑ Energy Balance transaction: +R\$ 36.4/MWh;
- ↓ Energy Platform margins: -R\$ 27.6/MWh;
- ↓ Energy liabilities restructuring on past assets' acquisitions: -R\$ 26.8/MWh;
- ↑ Energy Production for the same-assets considering c-off reimbursement: +R\$ 18.9/MWh;
- ↑ Asset swap: +R\$ 4.4/MWh;
- ↓ Lower prices from new assets, especially due to the contractual and expected change in PTC revenue's dynamics in Goodnight: -R\$ 6.6/MWh.

Unit Gross Profit (EGP / Production) in R\$ / MWh



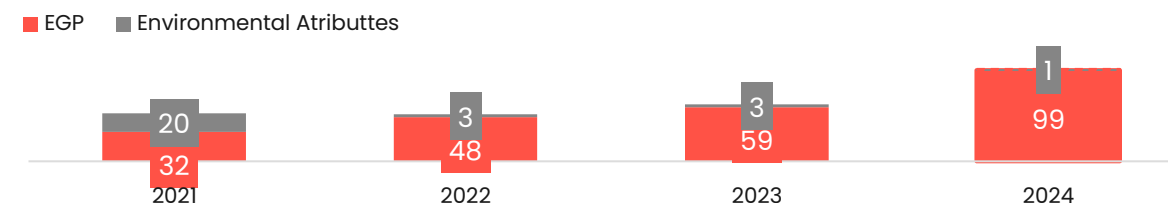
B. Financial Performance

Unit Gross Profit & Energy Platform P&L

ENERGY PLATFORM P&L

Energy Gross Profit from the energy platform reached R\$ 1.3 mm² in 1Q25, R\$ 41.2 mm below 1Q24. The lower YoY results can be explained by: i) very positive environment in 1Q24 to capture volatility and arbitrage opportunities and a choppy environment for some of the positions we had open during 1Q25. However, most of the negative MtM of the quarter has already shown signs of reversal in Q2.

Historical Energy Gross Profit (R\$ millions)



KPIs (R\$ million)	1Q25	1Q24	Var.	4Q24	Var.
Net Revenues	385.7	197.5	95%	339.0	14%
Energy Purchase	-367.6	-198.3	85%	-335.0	10%
Energy Gross Profit from Energy Sales	18.1	-0.9	-2176%	4.0	357%
Gross Profit from Future Positions	-16.8	43.4	-139%	13.2	-228%
Energy Gross Profit	1.3	42.5	-97%	17.2	-93%
OPEX and Expenses	-8.5	-6.3	34%	-12.9	-34%
EBITDA	-7.2	36.1	-120%	4.3	-269%

EBITDA (YoY analysis)

1Q25 YoY is mostly explained from: lower energy platform results YoY; positive liability write-off booked in 1Q24 that did not happen this quarter and an increase in opex & expenses. On the other hand, energy balance surpluses was the main offset to these negative effects.

1Q25 vs. 1Q24

EBITDA¹ was down R\$ 57.5 mm to R\$ 310.3 mm, down 16% YoY, mainly due to:

↓ New Assets variation: -R\$ 7.2 mm:

- Distributed Generation: +R\$ 8.6 mm;
- Goodnight 1: -R\$ 15.9 mm², resulting from the end of the special allocation of PTCs towards Serena of 58%, compared to the regular allocation from now on of 99% towards the Tax Equity Partner;

↑ Impacts from the Asset Swap⁴: +R\$ 1.8 mm;

↓ Same Assets impacts explained in Energy Gross Profit ([page 20](#)): -R\$ 26.8 mm;

↓ Increase in Opex & Expenses from Same Assets: -R\$ 25.3 mm.

Opex & Expenses¹ increased R\$ 39.8 mm to R\$ 198.1 mm, up 25% YoY, mainly due to:

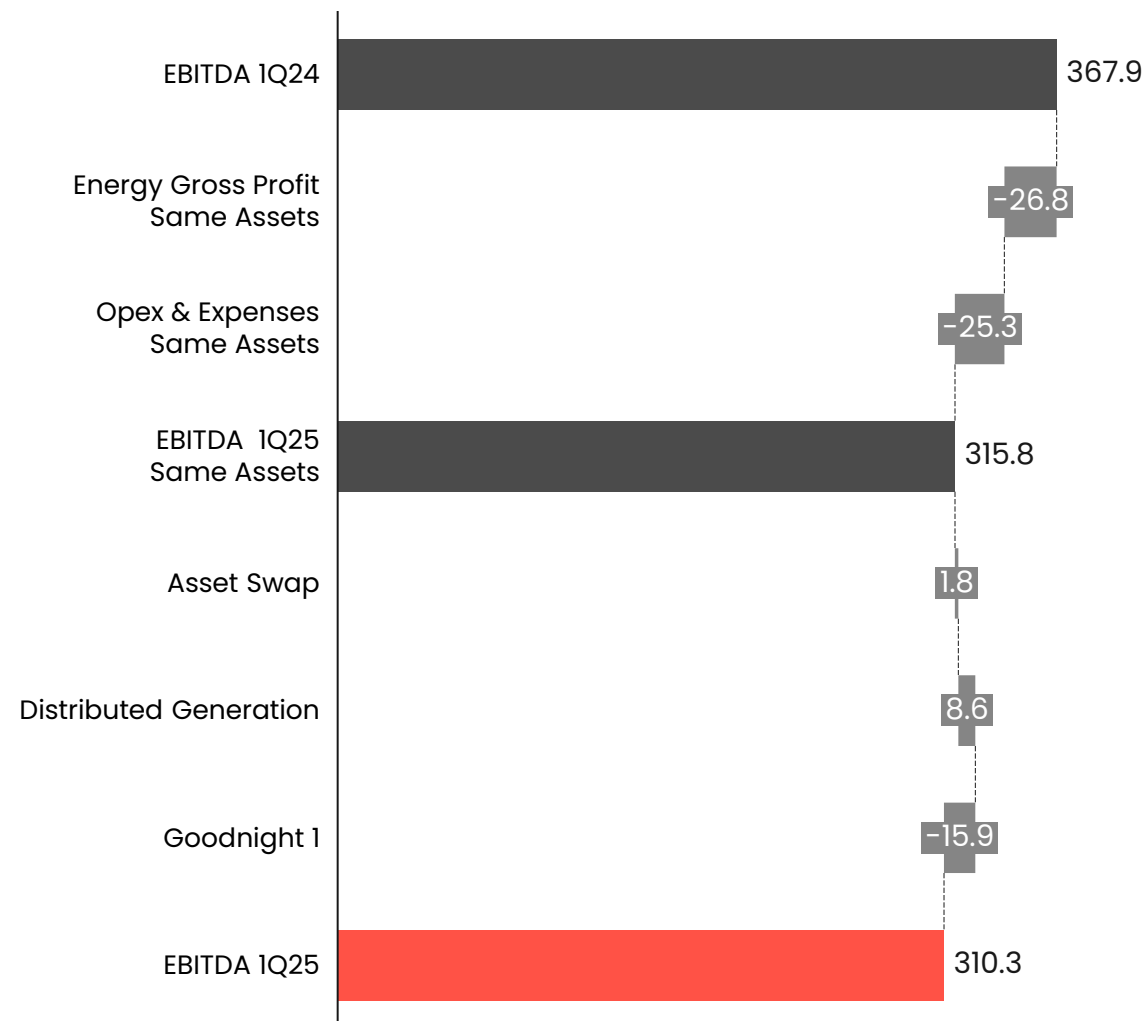
↓ New Assets³: R\$ 9.3 mm increase, from which:

- O&M contracts & Others: R\$ 7.2 mm, mostly from DG assets ramp-up;
- SG&A: R\$ 2.0 mm;

↓ Asset Swap Effects: R\$ 5.2 mm increase, as a net effect from the consolidation of 100% of Ventos da Bahia and the savings from reducing our 50% stake in Pirapora⁴;

↓ Same Assets: R\$ 25.3 mm increase, mostly from personnel and general maintenances in larger substations, as well as the phasing of some FSA reimbursements YoY;

EBITDA¹ (YoY analysis) – Build Up



NET FINANCIAL RESULTS (YoY analysis)

Net Financial Results¹ reached -R\$ 267.5 mm, 5% above 1Q24 and 4% above 4Q24:

The YoY change in Net Financial Results is mainly related to higher macroeconomic effects in debt indexes (cost of debt 133bps higher YoY), while adj. net debt was R\$ 70 mm higher YoY.

Due to our relevant investment program that ended in 2023 and increased our installed capacity, Adjusted Gross Debt reached its peak in 4Q23 at approximately R\$ 11.0 billion and started to fall since 1Q24, reaching ~R\$10.6 billion in 1Q25.

KPIs (R\$ million)	1Q25	1Q24	Var.	4Q24	Var.
Financial Income	51.1	26.9	90%	43.6	17%
Interest from investments	49.2	25.3	95%	40.3	22%
Other	1.9	1.6	19%	3.3	-42%
Financial Expenses	-340.4	-265.8	28%	-323.1	5%
Interest on loans	-300.1	-225.8	33%	-287.4	4%
Other	-40.3	-40.0	1%	-35.6	13%
Net Financial Result	-289.3	-238.9	21%	-279.5	4%
Net Financial Results from JVs	0.2	-26.0	-101%	0.1	93%
Tax Equity IFRS effect of interest accrual ³	21.6	11.1	94%	22.7	-5%
Adjusted Net Financial Results	-267.5	-253.7	5%	-256.7	4%

NET INCOME (YoY analysis)

1Q25 Adjusted Net Income reached R\$ 176.5 mm, R\$ 72.0 mm lower YoY. The variation is mostly related to a R\$ 57.5 mm decrease in adjusted EBITDA combined with a R\$ 50.4 mm increase in net financial expenses.

Compared to 4Q24, the decrease in Adjusted Net Income is mostly due to the portfolio's seasonality, as well as the energy surplus transaction in 4Q24.

Adjusted Net Income¹ comprises of:

- A. Tax Equity IFRS adjustments of:
- Tax Equity Partner's PTC Allocation and 5% EBITDA Cash Distribution: -R\$ 41.4 mm.
 - Interest Accrual on Tax Equity's principal (to be paid by PTC's³): +R\$ 21.6 mm;
 - Net Income from JVs: +R\$ 2.1 mm.

KPIs (R\$ million)	1Q25	1Q24	Var.	4Q24	Var.
EBIT ex-Equity Income	148.9	523.2	-72%	548.5	-73%
Net Financial Result	-289.3	-238.9	21%	-279.5	4%
EBT	-140.4	284.3	-149%	269.0	-152%
Income and social contribution taxes	-18.3	-151.7	-88%	-45.8	-60%
Net Income (Losses)	-158.8	132.6	-220%	223.2	-171%
(-) Non-recurring items	-	-240.8	n.a.	-5.8	n.a.
Tax Equity Partner Allocation ²	-41.4	-10.3	302%	-13.7	202%
Tax Equity IFRS effect of interest accrual ³	21.6	11.1	94%	22.7	-5%
Net Income from JVs	2.1	2.9	-29%	3.8	-45%
Adjusted Net Income (Losses) ¹	-176.5	-104.5	69%	241.8	-173%

Notes: Find our Complete Financial Data in our Financial Worksheet available in our website. (1) Adjusted. Considers the pro-rata stake of Serena's investments. Does not consider non-recurring items. Net of Tax Equity's IFRS effects. (2) Considers PTC (Production Tax Credit) Allocation to Tax Equity Partner and 5% EBITDA Cash Distribution to Tax Equity Partner. (3) Tax Equity's principal will be paid by the allocation of Production Tax Credits (PTC). In the first year of operation (2024), allocation was of 58% for Serena and 42% for Tax Equity Partner, due to special allocation conditions. From the second year (2025) on, allocation switches to 1% for Serena and 99% for Tax Equity Partner.

Cash & Financing Summary

In 1Q25, Adjusted Net Debt¹ was R\$ 8.59 billion. Net Debt / EBITDA LTM of the operational arm was 3.6x, an increase of 1.2x QoQ and 0.8x increase compared to 1Q24.

B. Financial Performance

2. Cash and Financing Summary

Indebtedness (R\$ million)	1Q25	4Q24	Var.	1Q24	Var.
Gross Debt (in BRL)	9,540.5	9,438.3	1%	9,310.9	9,540.5
Gross Debt (in foreign currency)	2,167.3	2,375.2	-9%	1,881.8	2,167.3
Total Gross Debt Before Tax Equity Offset	11,707.8	11,813.5	-1%	11,192.7	11,707.8
(-) Transaction Costs	-85.5	-77.4	11%	-91.4	-85.5
Total Gross Debt Before Tax Equity Offset (net of Transactions Costs)	11,622.2	11,736.1	-1%	11,101.3	11,622.2
Tax Equity Offset	-1,065.1	-1,169.3	-9%	-934.1	-1,065.1
Total Gross Debt	10,557.1	10,566.8	0%	10,167.2	10,557.1
(-) Total Cash	1,827.5	1,915.6	-5%	1,567.7	1,827.5
Cash and Equivalents	1,247.2	1,428.0	-13%	1,198.4	1,247.2
Restricted Cash	580.4	487.7	19%	369.3	580.4
Net Debt	8,729.6	8,651.2	1%	8,599.6	8,729.6

Adjusted Net Debt ¹ (R\$ million)	1Q25	4Q24	Var.	1Q24	Var.
Net Debt	8,729.6	8,651.2	1%	8,599.6	2%
Net Debt from JVs	-12.4	-8.9	40%	1.0	-1342%
Gross Debt from JVs	0.0	0.3	-100%	2.8	-100%
(-) Total Cash from JVs	12.4	9.2	35%	1.9	567%
(-) Minority Stake of Arco Energia's Net Debt (JV with Apolo) ²	123.4	121.2	2%	76.5	61%
Adjusted Net Debt¹	8,593.7	8,521.1	1%	8,524.1	1%

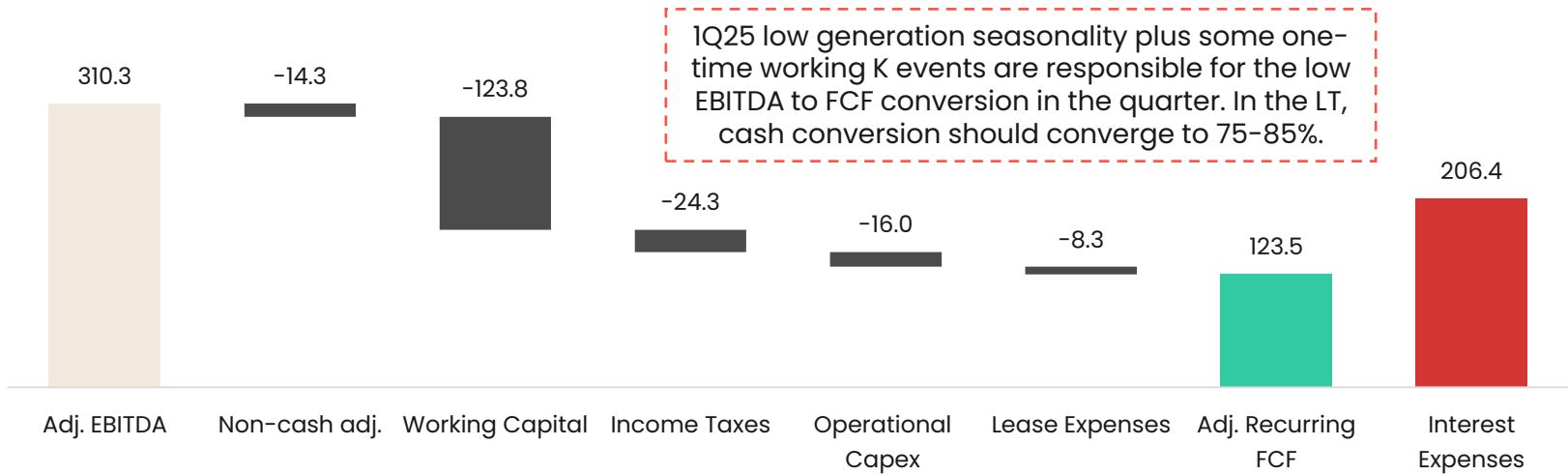
Avg. Nominal Cost and Term ³	1Q25	4Q24	Var.	1Q24	Var.
Debt Cost (%)	10.12%	9.47%	65 bps	8.77%	135 bps
Term (years)	5.10	4.92	0.2 years	5.30	-0.2 years

Other Credit Metrics	1Q25	4Q24	Var.	1Q24	Var.
Operational Arm (Serena Geração)					
Net Debt/EBITDA (LTM) – Covenant	3.6x	2.4x	49%	2.8x	28%
Adj. Net Debt/EBITDA (LTM)	3.6x	2.9x	22%	3.5x	1%
Operational + Development Arm (Serena Energia)					
Adj. Net Debt/EBITDA ¹ (LTM)	4.5x	4.4x	3%	5.0x	-9%

Free Cash Flow

Free Cash Flow Analysis (R\$ million)	1Q25	1Q24	Var.
EBITDA adj.	310.3	367.9	-16%
Non-cash Adj.	-14.3	-50.0	-71%
Working Capital	-123.8	37.1	-434%
Income Taxes	-24.3	-20.6	18%
Capex Ex-Growth	-16.0	-47.5	-66%
Lease Expenses	-8.3	-5.2	58%
Recurring Free Cash Flow	123.5	281.7	-56%
Growth Capex	-64.3	-57.7	11%
Free Cash Flow	59.2	224.0	-74%
Cash Interest Expenses	-206.4	-361.2	-43%
EBITDA to Operational CF conversion	39.8%	76.6%	-37 p.p.
% of Op. CF to Interest Expenses	-167.1%	-128.2%	-39 p.p.

1Q25 EBITDA to FCF Bridge (R\$mm)



In 1Q25, our recurring adj. Free Cash Flow¹ was R\$ 123.5 mm. This resulted in an EBITDA to free cash flow conversion of 37.9%.

INDEBTEDNESS

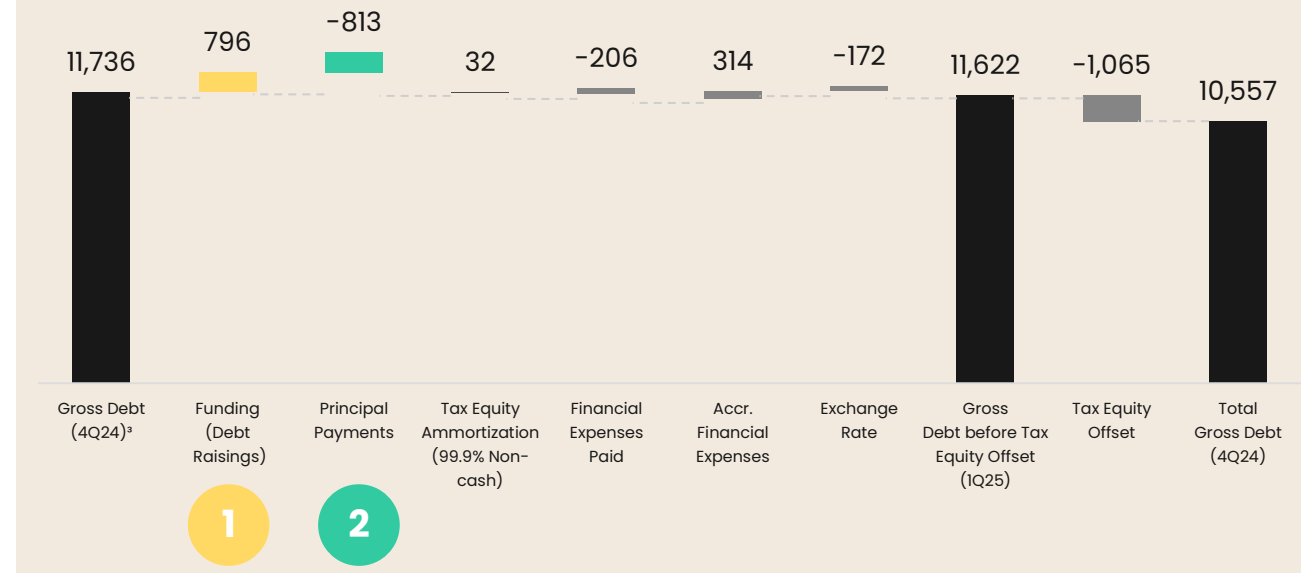
Adjusted Net Debt¹ reached R\$ 8,593.7 mm, 1% above 4Q24 (~R\$ 72.7 mm) and 1% above 1Q24 (~R\$ 69.6 mm).

QoQ net debt increase was mostly due to the cash flow burn of the quarter which was partially offset by R\$ 87mm of positive Fx variation impacts. On a YoY basis adj. net debt had a slight increase mostly due to the end of the DG investment cycle combined with some working K effects as well as interest payments.

Indebtedness Breakdown

Indebtedness (R\$ million)	1Q25	4Q24	Var.	1Q24	Var.
BND	2,342.8	2,379.1	-2%	2,497.3	-6%
Debentures	4,698.6	4,555.0	3%	4,360.4	8%
BNB	1,684.9	1,700.9	-1%	1,771.9	-5%
CCB	0.0	0	n.a.	26.9	-100%
FDNE	814.2	803.4	1%	654.3	24%
Gross Debt (in BRL)	9,540.50	9,438.3	1%	9,310.9	2%
Offshore Loan	884.2	971.3	-9%	760.9	16%
Bridge Loan	0.0	-	n.a.	-	n.a.
Term Loan	206.5	222.7	-7%	186.9	10%
Tax Equity	1,065.1	1,169.3	-9%	934.1	14%
Resolution 4131 / Promissory Note	11.5	11.8	-3%	-	n.a.
Gross Debt (in Foreign Currency)	2,167.3	2,375.2	-9%	1,881.8	15%
Gross Debt Before Tax Equity Offset	11,707.8	11,813.5	-1%	11,192.7	5%
(-) Transaction Costs	-85.5	-77.4	11%	-91.4	-6%
Total Gross Debt Before Tax Equity Offset (net of Transaction Costs)	11,622.2	11,736.1	-1%	11,101.3	5%
Tax Equity Offset	-1,065.1	-1,169.3	-9%	-934.1	14%
Total Gross Debt	10,557.1	10,566.8	0%	10,167.3	4%
(-) Total Cash	1,827.5	1,915.6	-5%	1,567.7	17%
Net Debt	8,729.6	8,651.2	1%	8,599.6	2%
Net Debt from JVs	12.4	8.9	40%	-1.0	-1342%
(-) Minority Stake of Arco Energia's Net Debt ²	123.4	121.2	2%	76.5	61%
Adjusted Net Debt	8,593.7	8,521.0	1%	8,524.1	1%

Changes in Indebtedness (1Q25) – in million reais



1

Funding (Debt Raisings):

- ↑ ~R\$ 8.7 mm of FDNE;
- ↑ ~R\$ 680 mm of Debentures in Serena Geração;
- ↑ ~R\$ 120 mm of Debentures in Serena Energia;

2

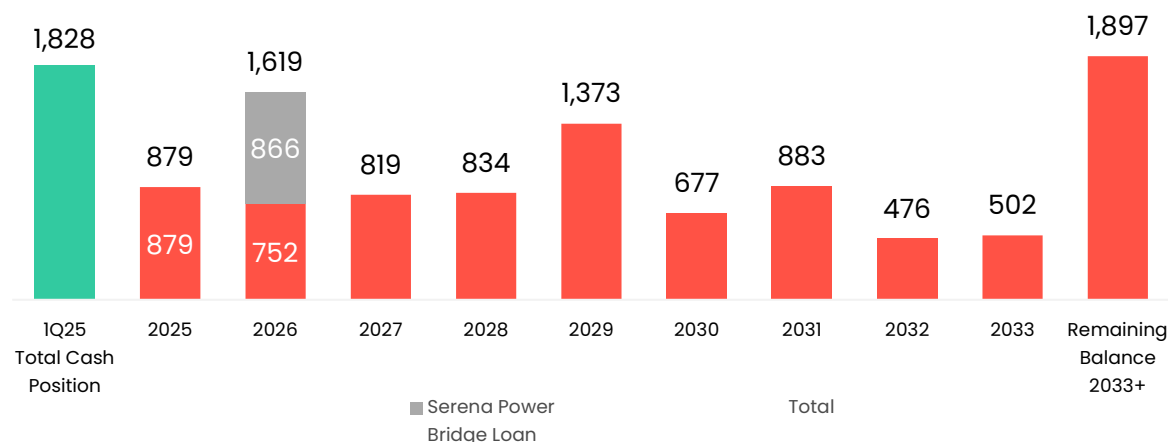
Principal Payments:

- ↓ ~R\$ 650 mm of Serena Desenvolvimento Debentures (OGDS11);
- ↓ ~R\$ 78.8 mm of Serena Geração Debentures;
- ↓ ~R\$ 116.3 mm of SG³ + SD⁴ consolidated debt.

Principal Amortization Curve (in million Reais)

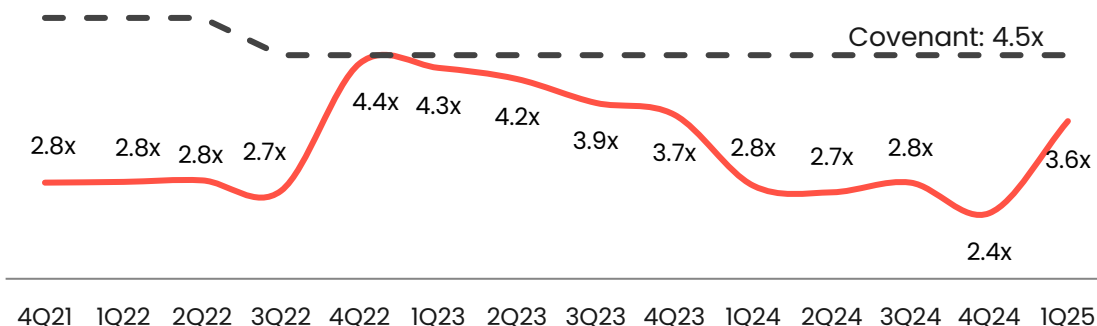
Operational + Development Arm¹

Amortization schedule as of 31-Mar-2025



Net Debt / EBITDA

Operational Arm (Serena Geração)



2025 Financing Plan

Our Adj. Net Debt reached R\$ 8.6 billion while our adj. Net Debt / EBITDA reached 4.6x and Net Debt / EBITDA of the Operational Arm reached 3.6x as the ramp-up from the new assets continues to reduce our leverage.

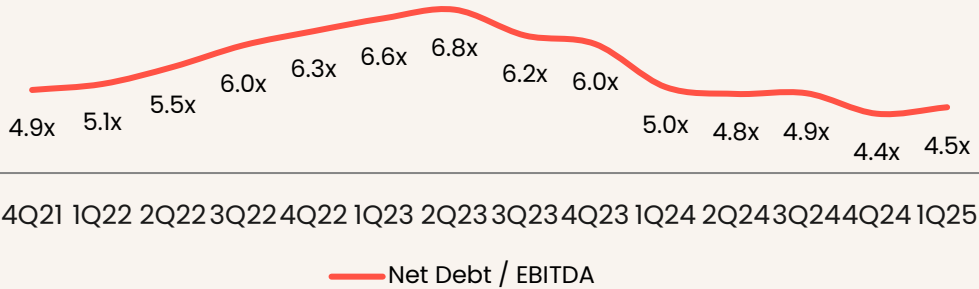
In 1Q25, we have:

- ✓ Issued a debenture of R\$ 680 million in two tranches – 2030 and 2031 – and another R\$ 120 million was issued with a 2035 maturity. **The two debentures issued were rollovers of existing debt at a better cost and longer duration.**

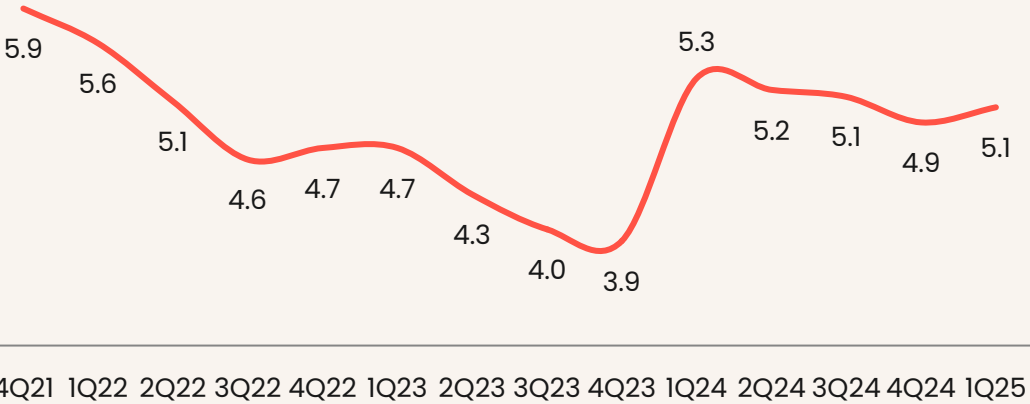
We are still pursuing possible optimizations in:

- 1 Take-out of Arco Energia's Construction Loan to new LT debt issued by local development banks;
- 2 After postponing the maturity of the Serena Power bridge loan until 2026, the company is exploring the best alternatives to either pay down the debt, or to any alternatives that could have longer maturities.

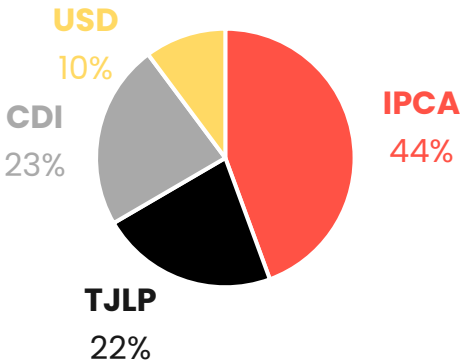
Consolidated Net Debt / EBITDA¹
(as of Mar. 31, 2025)



Average Term (years)
Operational + Development Arm (Serena Energia)



Debt Indexes Breakdown
(as of Mar. 31, 2025)

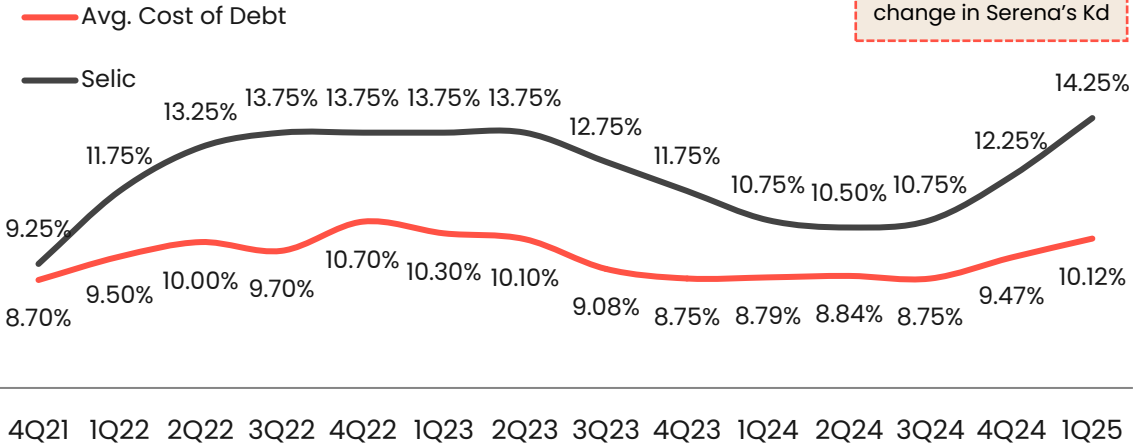


Debt Position²
(as of Mar. 31, 2025)

Average term:
5.1 years (↑ 0.2 years QoQ)

Average nominal cost:
10.12% p.a (↑ 65 bps QoQ)

Average Nominal Cost of Debt (%)³
Operational + Development Arm (Serena Energia)



A 1% change in CDI translates to a 23 bps change in Serena's Kd

Notes: Find our Complete Financial Data in our Financial Worksheet available in our website. (1) Tax-Equity was disbursed on Feb. 02, 2024, with no amortization obligation (see more in the [Notice to Market](#)). (2) Resulting from long-term IPCA, CDI, TJLP, SOFR and exchange rate assumptions. (3) Does not consider Term Loan's SOFR swap.

CASH POSITION (as of March 31, 2025) – QoQ analysis¹

Total Cash² decreased R\$ 88.1 mm to R\$ 1.83 billion, a 5% reduction QoQ:

- **Inflows** were a total of R\$ 1,014.3 mm from which R\$ 218.6 mm were operational.
- **Outflows** were comprised of R\$ 1,102.4 mm mostly related to debt servicing expenses. Our capex was mostly related to the development of new projects (R\$ 60.1 mm), while the balance was mostly related to the ongoing capex of our operating assets (R\$23.7 mm) and some capex still related to DG (R\$7.5 mm).

CAPEX BREAKDOWN

Operating Assets Capex: Includes different kinds of initiatives from our asset management team, to improve our WTGs fleet performance, for example. Also, it includes maintenance costs that are not covered by the FSA agreements (e.g. Balance of Plants – BoP), or from our small solar and hydro assets.

Development Capex: Includes all expenditures related to the development and structuring of projects prior to NTP.

Project-level Capex: Related to all expenditures of specific projects of new assets being implemented.

1Q25 x 4Q24 – Cash Position (R\$ million)

Initial Cash (4Q24)	1,915.6
Cash From Oper.	218.6
Debt Raisings	795.6
Debt Service	-1,019.2
Capex GN	0.0
Capex DG	-7.5
Capex DevCo	-60.1
Capex Op. Assets	-23.7
Other	8.2
Final Cash (1Q25)	1,827.5
Cash from JVs	3.2
Minority Stake from Arco Energia	-1.5
Adj. Final Cash (1Q25)	1,829.2

Highlights of the Quarter

Instituto Janela para o Mundo¹

- From January to March 2025, we have already **enrolled 1,944 students in the courses offered by the Institute**;
- **41 students** from the higher education preparatory classes have been **accepted into universities**;
- **10 students entered the job market**, all with formal employment contracts;
- **2 new partnerships**: English classes began in Santa Vitória do Palmar (RS) through CETech, and the Santos Dumont School, located in the rural community of Alagoinha in Gentio do Ouro/BA, joined the program.
- Students from our partner school participated in the Federal Network's Technology and Entrepreneurship Olympiad, winning **three bronze medals and an honorable mention**. As recognition, the school received a **R\$100,000 prize**, which will be invested in infrastructure.
- **Evening classes have begun**. This initiative aims to support workers and people who wish to continue studying, serving 28 youth and adults.
- In March, we held the **first mentorship session of 2025 with educators from the Instituto Janela para o Mundo and the municipal school network**, focusing on incorporating technology into daily life, streamlining routines, and boosting professional development. The initiative highlights the transformative power of experience-sharing and volunteerism.

With the power Generation of **1,899.2 GWh** of clean energy in 1Q25, **60.25 tonnes of CO2 per GWh were avoided.** ⁴

In the first quarter of the year, **3,397 hours of training** were already completed.

We held a **strategic meeting with leadership to align priority initiatives**, strengthen market presence, and drive digital transformation as a key engine for the company's growth.

Participants of the **Young Talents Program have launched a project focused on Automation, Digitalization, and Artificial Intelligence**, aligned with our technology strategy and the digital transformation of the Energy sector. With support from mentors and technical guidance from specialists, the groups will develop innovative and relevant solutions for Serena.

Notas: (1) Janela para o Mundo nasceu em 2017 como um programa de investimento social privado da Serena Energia e, em 2022, foi transformada em um instituto - uma associação sem fins lucrativos - com foco em educação e geração de renda. Para saber mais, acesse <https://janelaparaomundo.org/>.
(2) Usamos como referência os dados de emissão fornecidos pelo MCTI (2024, Brasil) e os dados do primeiro trimestre disponibilizados pelo Electricity Maps (2025, EUA), portanto, os dados podem estar sujeitos a alterações.

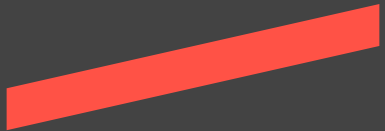
[Click here to](#)
**Be part and share
energy prosperity**



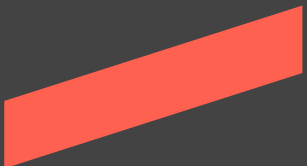
Instituto **Janela**
para o **Mundo**



A nossa Janela
é para o Futuro



Financial Statements & Operating Data



1Q25 Tax Equity Impact on IFRS Financial Statements: Build Up to Adjusted Cash View (BRL mm)

BALANCE SHEET VIEW

Account	Impact	Δ
Current Assets		- \$ 41.0 mm
Tax Credit	PTC Revenue (Goldman)	- \$ 41.0 mm
Current Liabilities		- \$ 21.6 mm
Loans, Financing and Debentures	IFRS effect of interest accrual	- \$ 21.6 mm
Non-Current Liabilities		- \$ 914 mm
Loans, Financing and Debentures	Tax Equity disbursement	- \$ 914 mm
Equity		+ \$ 894.6 mm
Non controlling interest	Tax Equity Disbursement	+ \$ 914 mm
Accumulated Losses	P&L Result	- \$ 19.4 mm

CASH FLOW

Account	Impact	Δ
Loss before taxes on income	Net from P&L	+ \$ 19.4 mm
Adjustments		+ \$ 21.6 mm
Accrued interest on loans, financing, debenture and leases	IFRS effect of interest accrual	+ \$ 21.6 mm
Change in assets/liabilities		- \$ 41.0 mm
Tax Credit	PTC Revenue – non-Cash	- \$ 41.0 mm
Cash flow from financing activities		\$ 0 mm
Debt raisings	Bridge Loan Take out	- \$ 914 mm
Capitalization by non-controlling shareholder in subsidiary	Tax Equity Disbursement	+ \$ 914 mm
Net Impact on Cash-Flow	Sum of the adjustments above	+ \$ 0 mm

P&L

Account	Impact	Δ
Revenues		- \$ 41.0 mm
(1) Revenues	PTC Revenue – Goldman Sachs' share	- \$ 41.0 mm
Net Financial Results		+\$ 21.6 mm
(2) Financial Expenses	IFRS effect of interest accrual	+ \$ 21.6 mm
Net Income (Losses) in the period		\$ 0 mm
Controlling shareholders (Serena)	Tax Equity Cash Distribution	- \$ 0.9 mm
Non-Controlling shareholders (Tax Equity Partner)	Tax Equity Cash Distribution	+ \$ 0.9 mm
P&L impact	Sum of the adjustments above [(1) + (2)]	- \$ 19.4 mm

D. Financial Statements & Operating Data

Balance Sheet (Consolidated)

Assets (R\$ million)	1Q25	4Q24	1Q24
Current assets			
Cash and equivalents	1,247.2	1,428.0	1,198.4
Trade accounts receivable	614.8	576.6	374.4
Recoverable taxes	190.8	206.1	156.8
Related parties	11.8	21.2	0.2
Energy futures contract ¹	1,017.6	369.5	297.4
Other	287.2	226.0	107.2
Total Current Assets	3,369.4	2,827.4	2,134.6
Non-current assets			
Restricted cash	580.4	487.7	369.3
Trade accounts receivable	20.4	41.7	29.3
Recoverable taxes	39.8	35.2	25.7
Related parties	71.3	73.5	63.3
Deferred taxes (IRPJ and CSLL)	3.4	2.2	3.0
Energy futures contract ¹	602.1	402.2	437.2
Other	94.5	94.7	82.2
Total	1,411.9	1,137.2	1,010.0
Investments	61.2	57.9	49.9
Property, plant and equipment	13,546.0	13,799.8	13,432.5
Intangible assets	2,280.4	2,339.5	2,373.5
Total	15,887.6	16,197.2	15,855.9
Total non-current assets	17,299.5	17,334.4	16,685.9
Total assets	20,668.9	20,161.8	19,000.4

Liabilities and Equity (R\$ million)	1Q25	4Q24	1Q24
Current Liabilities			
Trade accounts payable	333.0	292.5	262.3
Loans, financing and debentures	1,272.1	1,906.4	1,672.4
Labor and tax obligations	153.1	214.1	109.8
Lease liabilities	14.0	15.9	14.1
Related parties	2.0	-	23.0
Energy futures contract	909.3	276.3	262.7
Accounts payable on acquisition	5.9	78.4	128.0
Other	207.2	67.6	43.3
Total current liabilities	2,896.6	2,851.2	2,515.6
Non-current liabilities			
Loans, financing and debentures	10,350.1	9,829.7	9,428.9
Lease liabilities	346.7	351.7	205.2
Deferred taxes (IRPJ and CSLL)	529.2	539.6	544.9
Energy futures contract	384.8	158.3	238.0
Accounts payable on acquisition	97.9	105.0	79.6
Other	551.8	626.0	581.3
Total non-current liabilities	12,260.4	11,610.4	11,077.9
Total liabilities	15,157.0	14,461.5	13,593.5
Equity			
Capital	4,439.4	4,439.4	4,439.4
Treasury shares	(0.3)	-0.3	(0.3)
Capital reserves	176.0	176.1	176.1
Profit reserves	952.5	952.5	653.0
Equity valuation adjustment	32.0	67.5	(43.3)
Retained earnings	(155.8)	-	137.8
Total	5,443.6	5,635.0	5,362.7
Non controlling interest	68.3	65.2	44.2
Total equity	5,511.9	5,700.2	5,406.9
Total liabilities and equity	20,668.9	20,161.8	19,000.4

Income Statement (R\$ million)	1Q25	1Q24	Var.	4Q24	Var.
Revenue	1,156.3	687.9	68%	1,615.9	-28%
Operating and maintenance costs of energy	-763.8	-340.7	124%	-802.0	-5%
Administrative, personnel and general expenses	-39.7	-31.1	28%	-47.1	-16%
Other operating income (expenses)	-1.6	368.2	-100%	-8.3	-80%
Equity income	3.3	2.9	13%	3.8	-13%
EBITDA	354.4	687.1	-48%	762.3	-54%
Depreciation and amortization	-202.3	-161.0	26%	-210.0	-4%
EBIT	152.1	526.1	-71%	552.3	-72%
Net financial result	-289.3	-238.9	21%	-279.5	4%
Financial income	51.1	26.9	90%	43.6	17%
Financial expenses	-340.4	-265.8	28%	-323.1	5%
EBT	-137.1	287.3	-148%	272.8	-150%
Income taxes	-18.3	-151.7	-88%	-45.8	-60%
Net income (losses)	-155.5	135.5	-215%	227.0	-168%

Cash Flows (R\$ million)	1Q25	1Q24	Var.	4Q24	Var.
EBT	-137.1	287.3	-148%	272.8	-150%
Adjustments	469.5	-31.5	-1589%	378.5	24%
Δ Working Capital	-138.9	63.6	-319%	-124.3	12%
Dividend received	0.0	3.9	-100%	0.0	-100%
Interest paid	-206.1	-360.2	-43%	-225.6	-9%
Federal income tax paid	-24.4	-20.4	20%	-24.7	-1%
Cash flow from operating activities	-37.1	-57.5	-35%	276.7	-113%
Acquisition of investments	0.0	237.8	-100%	0.0	n.a.
CAPEX	-77.9	-120.5	-35%	-65.2	19%
Marketable securities – restricted cash	-49.4	-50.7	-3%	133.4	-137%
Cash flow from investing activities	-127.4	66.6	-291%	68.1	-287%
Debt Raising	795.6	1,964.1	-59%	19.7	3947%
Amortizations	-804.1	-1,723.9	-53%	-188.1	327%
Capital contribution from non-controlling shareholder	2.7	9.6	-72%	3.3	-18%
Leases paid	-8.6	-5.4	59%	-13.4	-36%
Premium paid for stock options granted	0.0	0.0	n.a.	0.0	n.a.
Treasury shares	0.0	0.0	n.a.	0.0	n.a.
Cash flow from financing activities	-14.3	244.3	-106%	-178.5	-92%
Net increase (decrease) in cash	-178.8	253.4	-171%	166.3	-207%
Cash and cash equivalent at beginning of period	1,428.0	950.2	50%	1,253.3	13%
Exchange rate variation	-2.1	0.5	-501%	5.5	-137%
Cash and cash equivalent at end of period	1,247.2	1,204.1	4%	1,425.1	-13%

Balance Sheet – 100% view

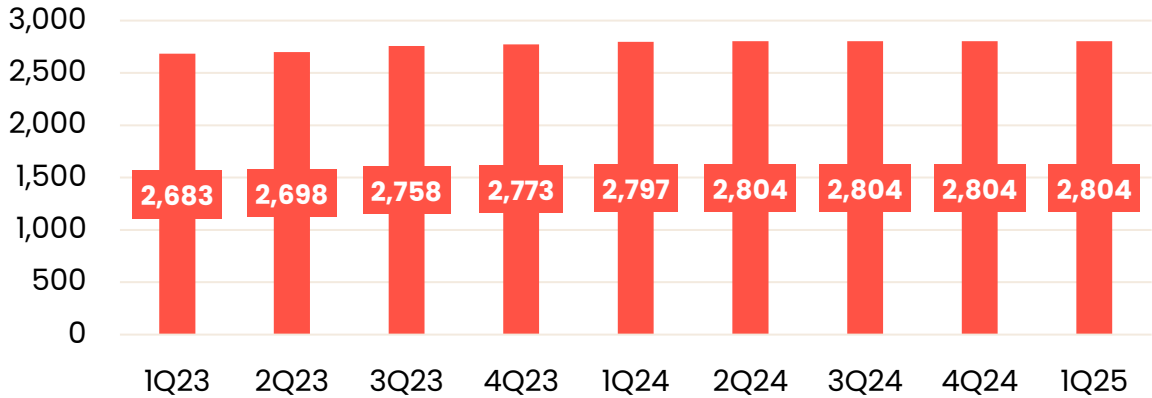
Assets (R\$ million)	1Q25	4Q24	1Q24
Current assets			
Cash and equivalents	20.7	14.6	4.1
Trade accounts receivable	0.7	-	3.6
Other	3.7	6.4	1.6
Total Current Assets	25.1	20.9	9.3
Non-current assets			
Restricted cash	3.6	3.5	3.3
Other credits	1.3	1.2	1.2
Property, plant and equipment	80.5	81.4	82.0
Intangible assets	7.2	7.4	8.0
Total non-current assets	92.7	93.5	94.4
Total assets	117.8	114.5	103.7
Liabilities and Equity (R\$ million)	1Q25	4Q24	1Q24
Current liabilities			
Trade accounts payable	0.4	0.6	0.3
Loans, financing and debentures	0.0	0.6	5.5
Labor and tax obligations	1.9	2.0	1.0
Other obligations	7.6	8.0	0.2
Total current liabilities	9.9	11.1	7.0
Non-current liabilities			
Loans, financing and debentures	0.0	0.0	0.0
Other obligations	0.2	0.3	0.3
Total non-current liabilities	0.2	0.3	0.3
Total liabilities	10.1	11.4	7.3
Equity			
Capital	41.4	41.4	41.4
Profit reserves	61.7	61.7	47.9
Retained earnings	4.7	-	7.2
Total equity	107.7	103.1	96.5
Total liabilities and equity	117.8	114.5	103.7

D. Financial Statements & Operating Data

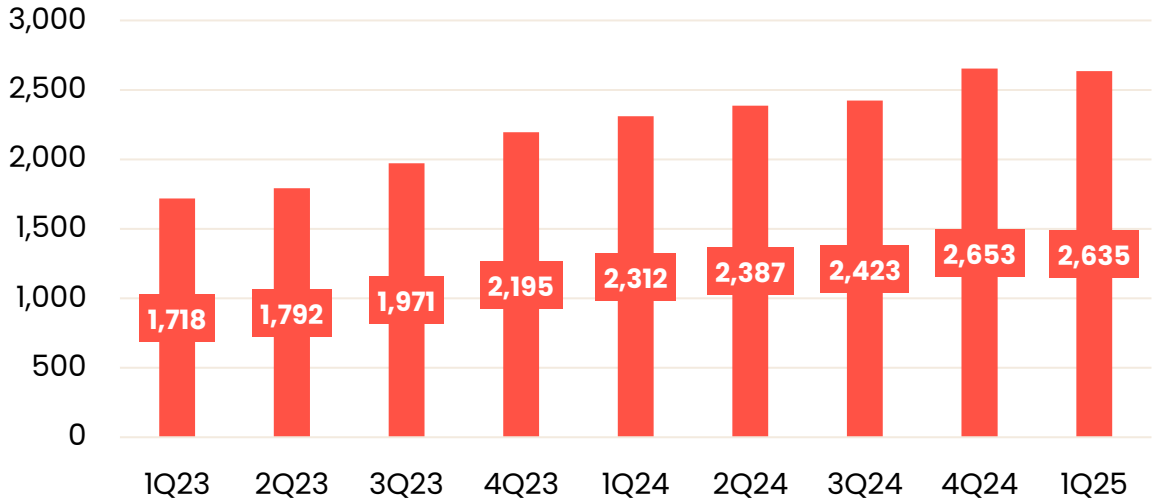
Balance Sheet and Income Statement (Pipoca JV)

Income Statement – 100% view

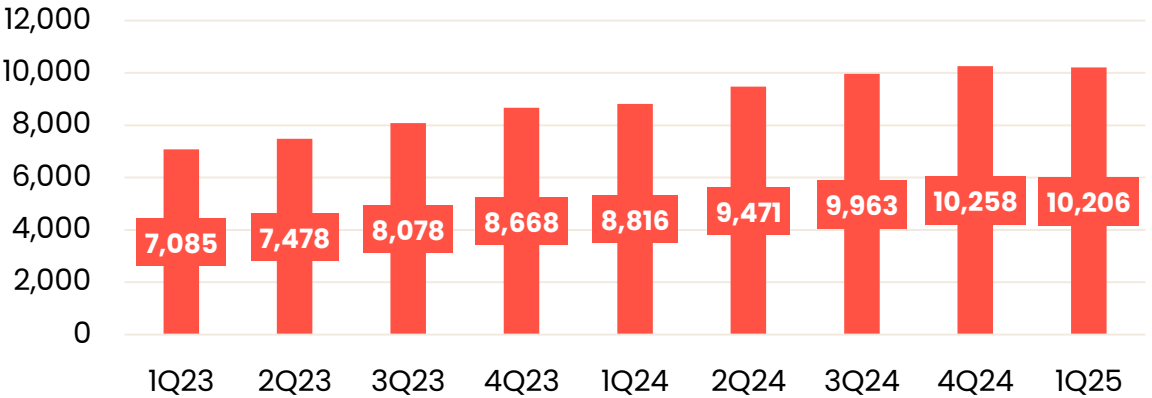
Income Statements (R\$ million)	1Q25	1Q24	Var.	4Q24	Var.
Revenues	7.0	10.0	-31%	12.6	-45%
Total costs and expenses	-1.5	-1.6	-5%	-4.2	-65%
EBITDA	5.5	8.5	-35%	8.4	-35%
Depreciation and amortization	-0.9	-0.9	0%	-1.0	-9%
EBIT	4.5	7.5	-40%	7.4	-38%
Net financial result	0.6	0.1	703%	0.3	76%
Financial income	0.6	0.2	175%	0.4	60%
Financial expenses	0.0	-0.1	-95%	0.0	-81%
EBT	5.1	7.6	-33%	7.7	-34%
Income taxes	-0.4	-0.4	7%	-0.5	-21%
Net income	4.7	7.2	-35%	7.2	-35%



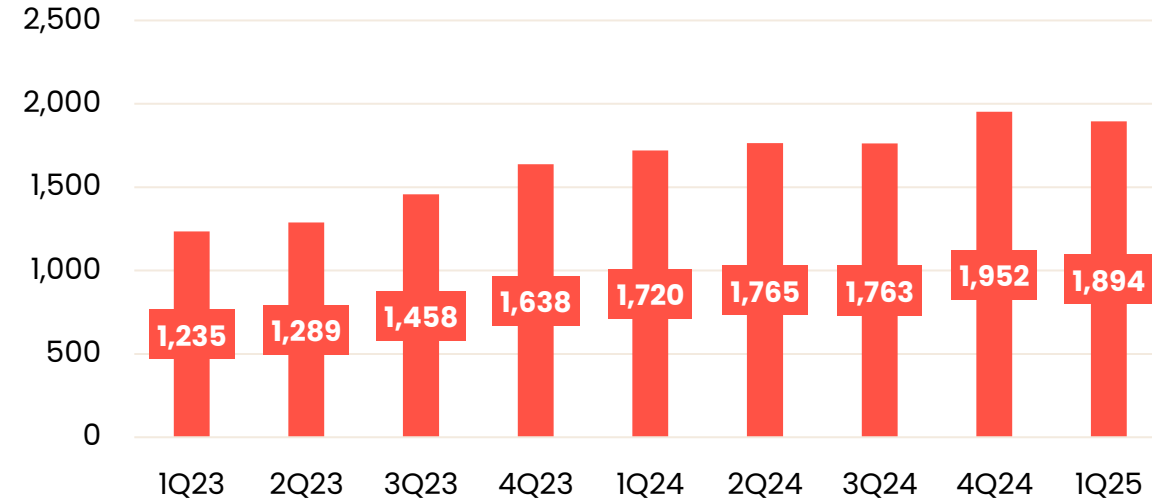
Contracted Capacity (MW)



Adj. EGP (R\$ MM)



Production (GWh)



Adj. EBITDA (R\$ MM)

For more detailed information, please access our **Complete Financials Worksheet**, available at our investor's relations website.

<https://ri.srna.co>

Investor Relations

ri@srna.co

Tel.: +55 (11) 3254-9810

Disclaimer: This presentation does not constitute an offer, or an invitation or solicitation for an offer, to purchase any securities issued by the Company. This material contains statements that are forward-looking, which are only predictions and may not be deemed as guarantees of future performance. Such forward-looking statements are and will be subject to many risks, uncertainties and factors that may cause the actual results of the Company to be materially different from any future results expressed or implied in such forward-looking statements. Readers are cautioned not to rely on any such forward-looking statements in making any investment or business decision. No representation or warranty, express or implied, is made concerning the accuracy, fairness or completeness of the information presented herein. The Company does not undertake any obligation to update or correct this material or any information contained herein.