



# Release de Resultados 3T25

**EQTL B3**  
LISTED NM

**[B]<sup>3</sup>** BRASIL  
BOLSA  
BALCÃO

Por você hoje.  
Pelo futuro todo dia.

GRUPO  
**equatorial**

Brasília, 12 de novembro de 2025 – A Equatorial S.A., *holding multi-utilities*, com atuação nos segmentos de Distribuição, Transmissão, Geração, Comercialização, Serviços, Saneamento e Telecom (B3: EQTL3; USOTC: EQUEY), anuncia os resultados do terceiro trimestre de 2025 (3T25).

## EBITDA Consolidado Ajustado cresce 18,6%, R\$ 3,5 bilhões no período (vs. 3T24)

Enquadramento da CEEE-D no DEC contratual, crescimento de mercado e controle de custos e despesas são os destaques do período

- **Qualidade da Operação** – Atingimento do DEC contratual da CEEE-D e Redução do **DEC no 3T25 vs 3T24, em todas as distribuidoras do grupo**.
- **Aumento consolidado de volume de energia** Faturada + Compensada de GD II e III de **2,6%**.
- **Perdas totais consolidadas** abaixo do nível regulatório pelo oitavo trimestre consecutivo.
- **Equivalência Patrimonial da Sabesp** atingiu **R\$ 315 milhões** no trimestre.
- **Investimentos consolidados** totalizaram cerca de **R\$ 3,0 bilhões** no 3T25.
- Relação **Dívida Líquida / EBITDA consolidado** na visão covenant, encerrou o trimestre em **3,3x**.
- **Disponibilidade e Aplicações** do período atingiram **R\$ 16,0 bilhões**, com uma relação **Disponibilidades / Dívida de curto prazo** de **2,1x**.
- Pagamento aprovado de **JCP** no montante de R\$ 1,8 bilhão (R\$ 1,45/ação)
- **R\$ 9,4 bilhões captados** no trimestre, resultando em um **alongamento do prazo médio da dívida de 5,5 anos para 5,8 anos**.
- **Closing da venda da Equatorial Transmissão**, com um **equity value de R\$ 5,4 bilhões**, além da **redução de capital** no valor de **R\$ 988 milhões**.
- **Resgate antecipado das classes A e B das ações preferenciais** da Equatorial Distribuição no valor de **R\$ 2 bilhões** e **reformulação da condição de resgate da preferencial classe C, agora corrigida por 100% do CDI**.

### PRINCIPAIS MACROINDICADORES<sup>1</sup>

Destaques Financeiros	3T24	3T25	Δ%	Δ
<b>R\$ milhões</b>				
Receita operacional líquida (ROL)	12.361	14.145	14,4%	1.784
<b>EBITDA ajustado (trimestral)</b>	<b>2.933</b>	<b>3.478</b>	<b>18,6%</b>	<b>545</b>
Margem EBITDA (%ROL)	23,7%	24,6%	0,9 p.p.	
<b>EBITDA ajustado (12 meses)</b>	<b>10.641</b>	<b>12.785</b>	<b>20,2%</b>	<b>2.145</b>
<b>Lucro líquido ajustado</b>	<b>791</b>	<b>830</b>	<b>4,9%</b>	<b>39</b>
Margem líquida (%ROL)	6,4%	5,9%	-0,5 p.p.	
<b>Investimentos</b>	<b>2.423</b>	<b>3.031</b>	<b>25,1%</b>	<b>608</b>
<b>Dívida líquida</b>	<b>41.636</b>	<b>46.139</b>	<b>10,8%</b>	<b>4.503</b>
Dívida líquida/EBITDA (12m - Covenants)	3,2	3,3	0,1x	
Disponibilidade / Dívida de curto prazo	2,0	2,1	0,2x	

<sup>1</sup> EBITDA Ajustado líquido de efeitos não-recorrentes e efeito não caixa de VNR, IFRS e MtM.

## Sumário

Sumário .....	3
DESEMPENHO FINANCEIRO CONSOLIDADO .....	5
MARGEM BRUTA AJUSTADA .....	6
CUSTOS E DESPESAS .....	7
EBITDA .....	9
RESULTADO FINANCEIRO .....	10
LUCRO LÍQUIDO .....	11
ENDIVIDAMENTO .....	12
INVESTIMENTOS .....	13
ESG (Environmental, Social and Governance) .....	14
DISTRIBUIÇÃO .....	15
DESEMPENHO COMERCIAL .....	15
DESEMPENHO OPERACIONAL .....	17
DESEMPENHO FINANCEIRO .....	18
MARGEM BRUTA .....	18
DESPESAS OPERACIONAIS E PMSO/CONSUMIDOR .....	19
EBITDA .....	21
EFEITOS NÃO RECORRENTES EBITDA .....	22
RESULTADO FINANCEIRO .....	23
LUCRO LÍQUIDO .....	23
INVESTIMENTOS .....	23
TRANSMISSÃO .....	24
DESEMPENHO FINANCEIRO .....	24
RENOVÁVEIS .....	26
DESEMPENHO OPERACIONAL .....	26
DESEMPENHO FINANCEIRO .....	29
SANEAMENTO .....	32
DESEMPENHO OPERACIONAL E COMERCIAL .....	32
DESEMPENHO FINANCEIRO .....	32
EQUATORIAL SERVIÇOS .....	34
DESEMPENHO FINANCEIRO .....	34
SERVIÇOS PRESTADOS PELO AUDITOR INDEPENDENTE .....	35

## AVISO

As declarações sobre eventos futuros estão sujeitas a riscos e incertezas. Tais declarações têm como base crenças e suposições de nossa Administração e informações a que a Companhia atualmente tem acesso. Declarações sobre eventos futuros incluem informações sobre nossas intenções, crenças ou expectativas atuais, assim como aquelas dos membros do Conselho de Administração e Diretores da Companhia. As ressalvas com relação às declarações e informações acerca do futuro também incluem informações sobre resultados operacionais possíveis ou presumidos, bem como declarações que são precedidas, seguidas ou que incluem as palavras “acredita”, “poderá”, “irá”, “continua”, “espera”, “prevê”, “pretende”, “estima” ou expressões semelhantes.

As declarações e informações sobre o futuro não são garantias de desempenho. Elas envolvem riscos, incertezas e suposições porque se referem a eventos futuros, dependendo, portanto, de circunstâncias que poderão ocorrer ou não. Os resultados futuros e a criação de valor para os acionistas poderão diferir de maneira significativa daqueles expressos ou sugeridos pelas declarações com relação ao futuro. Muitos dos fatores que irão determinar estes resultados e valores estão além da capacidade de controle ou previsão da Companhia.

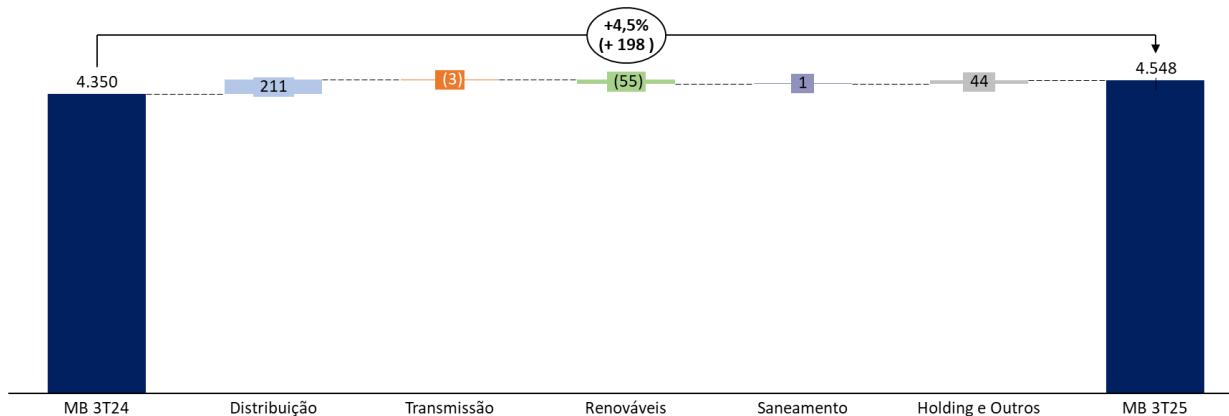
Critérios contábeis adotados:

As informações estão apresentadas na forma consolidada e de acordo com os critérios da legislação societária brasileira, a partir de informações financeiras revisadas. As informações financeiras consolidadas apresentadas neste relatório representam 100% do resultado de suas controladas diretas e indiretas e consideram o resultado dos ativos a partir de sua aquisição, exceto quando indicado o contrário para fins de comparabilidade.

As informações operacionais consolidadas representam 100% dos resultados de controladas diretas e indiretas.

DESEMPENHO FINANCEIRO CONSOLIDADO

Demonstração de Resultado	3T24	3T25	Δ%	Δ
<b>R\$ milhões</b>				
Receita operacional bruta (ROB)	16.399	18.750	14,3%	2.351
Receita operacional líquida (ROL)	12.361	14.145	14,4%	1.784
Custos	(7.698)	(9.582)	24,5%	(1.884)
<b>Margem Bruta</b>	<b>4.664</b>	<b>4.563</b>	<b>-2,2%</b>	<b>(101)</b>
<b>Margem Bruta Ajustada</b>	<b>4.350</b>	<b>4.548</b>	<b>4,5%</b>	<b>198</b>
Custo e despesas operacionais	(1.419)	(1.500)	5,7%	(81)
Outras receitas/despesas operacionais	(24)	(270)	1011,9%	(246)
Equivalencia patrimonial	2	315	14005,3%	312
<b>EBITDA</b>	<b>3.221</b>	<b>3.108</b>	<b>-3,5%</b>	<b>(113)</b>
<b>EBITDA Ajustado</b>	<b>2.933</b>	<b>3.478</b>	<b>18,6%</b>	<b>545</b>
Depreciação	(539)	(573)	6,2%	(34)
Amortização de ágio	(142)	(143)	0,1%	(0)
Resultado do serviço (EBIT)	2.539	2.392	-5,8%	(147)
<b>Resultado financeiro</b>	<b>(1.189)</b>	<b>(1.574)</b>	<b>32,3%</b>	<b>(384)</b>
<b>Resultado financeiro ajustado</b>	<b>(1.186)</b>	<b>(1.527)</b>	<b>28,7%</b>	<b>(341)</b>
Lucro antes da tributação (EBT)	1.350	818	-39,4%	(531)
IR/CSLL	(361)	(208)	-42,3%	153
Participações minoritárias	(230)	(141)	-38,8%	89
<b>Lucro líquido Ex Minoritários</b>	<b>758</b>	<b>469</b>	<b>-38,1%</b>	<b>(289)</b>
<b>Lucro líquido Ajustado</b>	<b>791</b>	<b>830</b>	<b>4,9%</b>	<b>39</b>
Investimentos	2.423	3.031	25,1%	608

**MARGEM BRUTA AJUSTADA**

De forma consolidada, a Margem Bruta ajustada do grupo Equatorial no 3T25 apresentou um crescimento de 4,5% em comparação ao 3T24, totalizando R\$ 4,5 bilhões, já excluindo os efeitos da receita de construção e os efeitos IFRS (VNR, IFRS 9 e MtM). Vale ressaltar que, ao ajustarmos o 3T24 pelos efeitos da receita da geração distribuída (R\$ 74 milhões), a margem do trimestre teria crescido 6,3%, ou R\$ 267,5 milhões.

O resultado é explicado, principalmente, pelo aumento da margem bruta do segmento de Distribuição (R\$ 211 milhões), em função do crescimento de margem da Equatorial Maranhão (R\$ 95 milhões), da Equatorial Goiás (R\$ 57 milhões) e da Equatorial Piauí (R\$ 43 milhões). O resultado do segmento de Distribuição foi parcialmente compensado pela menor margem bruta de renováveis (- R\$ 55 milhões), influenciada pela menor geração registrada no período.

Neste trimestre, a variação de mercado impactou a margem da distribuição em R\$ 89 milhões, enquanto as variações de tarifa e o delta perdas adicionaram R\$ 196 milhões e R\$ 6 milhões, respectivamente. A variação da Renda Não Faturada foi positiva em R\$ 64 milhões.

Na tabela abaixo apresentamos os efeitos não recorrentes da margem bruta:

<b>Não Recorrentes</b>	<b>Distribuição</b>	<b>Transmissão</b>	<b>Renováveis</b>	<b>Saneamento</b>	<b>Outros</b>	<b>3T25 Total</b>
<b>Receita Operacional</b>	51	-	-	-	-	<b>51</b>
Constituição/Amortização de ativos/passivos regulatórios	36	-	-	-	-	<b>36</b>
Descasamento de VPA	15	-	-	-	-	<b>15</b>
<b>Receita operacional líquida</b>	<b>51</b>	-	-	-	-	<b>51</b>
<b>Ajustes IFRS (VNR / IFRS 9 / MtM)</b>	(42)	(37)	-	-	13	(67)
<b>Margem Bruta</b>	<b>9</b>	<b>(37)</b>	-	-	<b>13</b>	<b>(16)</b>

Abaixo o detalhamento dos efeitos não recorrentes:

*Receita Operacional*

- (i) *Constituição/Amortização de ativos/passivos regulatórios (PA): Efeito da baixa de ativos regulatórios decorrentes do processo de reajuste tarifário.*

*Deduções da receita operacional*

- (i) *Descasamento de VPA (AL): Efeito de descasamento entre trimestres de itens da receita de parcela A.*

**CUSTOS E DESPESAS**

Custos Operacionais	3T24	Δ Distribuição	Δ Transmissão	Δ Renováveis	Δ Outros*	3T25	Δ%	Δ
<b>R\$ milhões</b>								
(+) Pessoal	291	86	(1)	4	(4)	376	29,0%	84
(+) Material	67	(20)	(0)	4	(1)	51	-24,9%	(17)
(+) Serviço de terceiros	651	51	10	19	11	742	14,0%	91
(+) Outros	160	18	(1)	(56)	(15)	106	-33,8%	(54)
(=) PMSO Reportado	<b>1.169</b>	<b>135</b>	<b>8</b>	<b>(29)</b>	<b>(9)</b>	<b>1.274</b>	<b>9,0%</b>	<b>105</b>
Ajustes	(31)	-	-	-	-	(128)	311,1%	(97)
<b>PMSO Ajustado</b>	<b>1.138</b>	<b>46</b>	<b>8</b>	<b>(38)</b>	<b>(9)</b>	<b>1.146</b>	<b>0,7%</b>	<b>8</b>
(+) Provisões	231	(41)	-	-	10	200	-13,4%	(31)
(+) Sistemas Isolados e Subv. CCC	18	7	-	-	-	25	39,7%	7
(+) Outras receitas/despesas operacionais	24	266	(2)	-	(18)	270	1011,9%	246
(+) Depreciação e amortização	539	30	1	(2)	4	573	6,2%	34
<b>Custos e Despesas Reportado</b>	<b>1.983</b>	<b>397</b>	<b>6</b>	<b>(31)</b>	<b>(12)</b>	<b>2.343</b>	<b>18,2%</b>	<b>361</b>
IPCA (12 meses)					<b>5,17%</b>			
IGPM (12 meses)					<b>2,82%</b>			

\*Inclui PPAs e Eliminações

O PMSO Ajustado apresentou um aumento de 0,7% no comparativo entre trimestres, de R\$ 1.138 milhões para R\$ 1.146 milhões. Como principais efeitos do PMSO Ajustado do trimestre, destacamos:

- Aumento de R\$ 46 milhões no segmento de Distribuição, reflexo principalmente dos aumentos de PMSO na Equatorial Pará, Equatorial Alagoas e na CEEE-D; e
- Redução de R\$ 29 milhões no segmento de Renováveis na linha de outros, devido a reclassificação dos encargos de conexão e transmissão para a linha de custos. Este efeito é neutro para o EBITDA, e desconsiderando essa reclassificação, o PMSO da Echoenergia teria reduzido aproximadamente R\$ 1 milhão, decorrente de economias com sistemas operacionais e serviços de manutenção em parques.

A variação na linha de Outras Receitas/Despesas Operacionais decorre: (i) do expressivo aumento (206%) de obras para manutenção/renovação que ocorreram neste trimestre principalmente na Equatorial Pará, CEEE-D e Goiás, fato que impacta tanto na desativação dos valores residuais dos ativos quanto nos custos de remoção; (ii) reversão de provisão de perda de estoque no valor de R\$ 54 milhões em GO no 3T24 e (iii) efeito não recorrente no Para no valor de R\$ 57 MM referente a baixa de serviços de obras tendo em vista a aceleração do processo de encerramento de obras visando a revisão tarifária, este último efeito também presente no ajuste do Lucro Líquido.

A abertura das explicações para os movimentos de cada segmento está em suas respectivas seções no documento.

Na tabela abaixo apresentamos os efeitos não recorrentes dos custos e despesas, abertos por segmento:

Não Recorrentes	Distribuição	Transmissão	Renováveis	Saneamento	Outros	3T25 Total
<b>Custos e Despesas Operacionais</b>	120	-	9	-	-	<b>128</b>
Serviços de Terceiros	90	-	-	-	-	<b>90</b>
Outros	30	-	9	-	-	<b>39</b>
<b>Provisões</b>	1	-	-	-	-	<b>1</b>
<b>Custos e Despesas</b>	<b>120</b>	<b>-</b>	<b>9</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>129</b>

Abaixo o detalhamento dos efeitos não recorrentes:

*Custos e Despesas Operacionais:*

*Serviços de Terceiros*

- Ramp up primarização (AL – R\$ 3 milhões /AP – R\$ 1 milhão): Ajuste referente aos custos de capacitação de equipes primarizadas.*

- (ii) *Honorários advocatícios e Consultorias (MA/PA/AP/GO): Despesas referentes a consultoria de processos operacionais (MA – R\$ 3 milhões / PA - R\$ 22 milhões) e a honorários de escritórios de advocacia e êxitos de processos (AP R\$ 7 milhões / GO - R\$ 41 milhões).*
- (iii) *Pagamentos extemporâneos (PA): Pagamentos de fornecedores referentes a outros períodos (R\$ 4 milhões).*

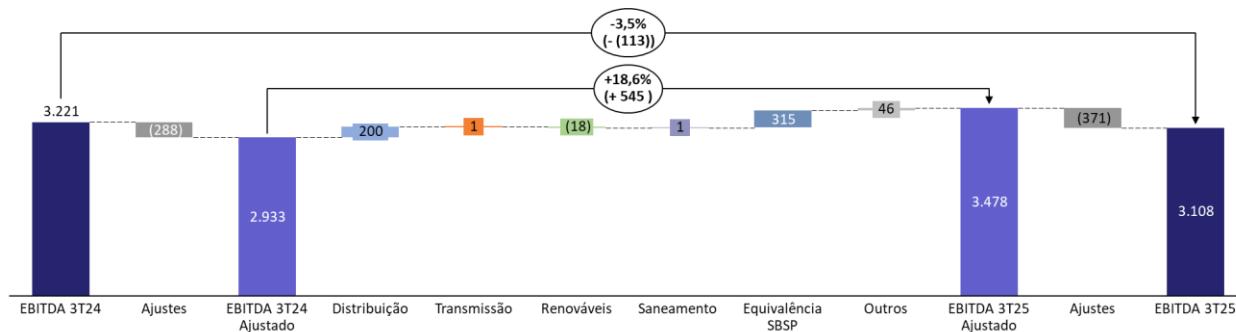
*Outros*

- (i) *Baixa de ativos (Echo): Referentes a ações corretivas nos parques eólicos de Echo 2 (R\$ 9 milhões).*
- (ii) *Multas Regulatórias (MA R\$ 26 milhões / PI R\$ - 3 milhões / AL R\$ - 5 milhões / CEEE R\$ 9 milhões / CEA R\$ 2 milhões).*

*Provisões*

- (i) *Ajuste de metodologia de contabilização (AP): Efeito contábil da bifurcação do ajuste a valor presente da PECLD (R\$ 7 milhões).*
- (ii) *Provisão de multa regulatória (PI R\$ 3 milhões / AL – R\$ 5 milhões)*

*Os efeitos individuais das distribuidoras podem ser visualizados na tabela de não recorrentes da seção de Distribuição.*

EBITDA

O EBITDA ajustado por efeitos não recorrentes e não caixa alcançou R\$ 3.478 milhões, 18,6% superior ao mesmo período do ano anterior, ou R\$ 545 milhões superior, aumento explicado principalmente pelo aumento do segmento de distribuição em R\$ 200 milhões e pelo efeito da equivalência patrimonial da SABESP, que atingiu R\$ 315 milhões no trimestre.

O EBITDA ajustado já contempla os ajustes não caixa e IFRS (VNR, IFRS 9 e MtM).

A seguir apresentamos a conciliação do EBITDA, conforme Instrução CVM 156/22:

EBITDA	3T24	3T25	Δ%	Δ
<b>R\$ milhões</b>				
<b>EBITDA Equatorial Societário</b>	<b>3.221</b>	<b>3.108</b>	<b>-3,5%</b>	<b>(113)</b>
<b>Ajustes EBITDA</b>	<b>(288)</b>	<b>371</b>	<b>-228,8%</b>	<b>658</b>
Não Recorrentes	34	437	1204,7%	404
(-) IFRS 9 (Transmissão)	(288)	(37)	-87,0%	251
(-) VNR	(56)	(42)	-24,5%	14
(-) MtM	23	13	-43,8%	(10)
<b>EBITDA Equatorial Ajustado</b>	<b>2.933</b>	<b>3.478</b>	<b>18,6%</b>	<b>545</b>
<b>EBITDA Ajustado - Mesmos Ativos</b>	<b>2.921</b>	<b>3.164</b>	<b>8,3%</b>	<b>242</b>

Na tabela acima também mostramos a visão “mesmos ativos”, ajustando os efeitos da SPE 7 e a equivalência patrimonial da Sabesp.

Os efeitos não-recorrentes que impactaram o EBITDA estão relacionados a seguir.

Não Recorrentes	Distribuição	Transmissão	Renováveis	Saneamento	Outros	3T25 Total
Margem Bruta	51	-	-	-	-	51
Custos e Despesas	120	-	9	-	-	129
Sistemas Isolados	-	-	-	-	-	-
Outras receitas/despesas operacionais	275	-	-	-	-	275
Ajustes IFRS (VNR / IFRS 9 / MtM)	(42)	(37)	-	-	13	(67)
PPAs	-	-	-	-	(18)	(18)
<b>Ajustes EBITDA</b>	<b>404</b>	<b>(37)</b>	<b>9</b>	<b>-</b>	<b>(5)</b>	<b>371</b>

Os ajustes do EBITDA estão representados nas seções “Margem Bruta” e “Custos e Despesas”. Para maiores detalhes, ver seção de “Distribuição”.

**RESULTADO FINANCEIRO**

Resultado Financeiro líquido	3T24	Δ Distribuição	Δ Transmissão	Δ Renováveis	Δ Outros	3T25	Δ%	Δ
<b>R\$ milhões</b>								
(+) Rendas Financeiras	302	144	17	21	(2)	481	59,5%	179
(+) Acréscimo Moratório - Venda de Energia	109	9	-	0	1	118	8,6%	9
(+) Encargos da dívida	(1.384)	(581)	20	7	29	(1.910)	38,0%	(526)
(+) Encargos CVA	(31)	76	-	-	-	45	-245,5%	76
(+) AVP - Comercial	18	(25)	-	-	-	(7)	-140,9%	(25)
(+) Contingências	(60)	14	-	-	-	(46)	-23,6%	14
(+) Outras Receitas / Despesas	(142)	(24)	(3)	(5)	(81)	(255)	80,0%	(113)
<b>Resultado financeiro</b>	<b>(1.189)</b>	<b>(387)</b>	<b>33</b>	<b>23</b>	<b>(54)</b>	<b>(1.574)</b>	<b>32,3%</b>	<b>(384)</b>
(-/-) Efeitos Não Recorrentes	28					21		
(-/-) Efeitos Não Caixa	(25)					26		
<b>Resultado financeiro ajustado</b>	<b>(1.186)</b>					<b>(1.527)</b>	<b>28,7%</b>	<b>(341)</b>

De forma consolidada, o resultado financeiro reportado da Companhia atingiu R\$ 1.574 milhões negativos contra R\$ 1.189 milhões negativos no 3T24, enquanto resultado financeiro ajustado por efeitos não recorrentes e não caixa no 3T25 foi de R\$ 1.527 milhões negativos, 28,7% maior em relação ao 3T24. A piora no resultado financeiro do trimestre é explicada, principalmente, pelo crescimento da dívida bruta entre períodos (+ R\$ 10,6 bilhões ou 20,5%), além do aumento do CDI (2,63% no 3T24 vs 3,70% no 3T25).

Os efeitos não-recorrentes que impactaram o resultado financeiro estão relacionados a seguir.

Não Recorrentes	Distribuição	Transmissão	Renováveis	Saneamento	Outros	2T25 Total
Receitas Financeiras	21	-	-	-	-	<b>21</b>
AVP	21	-	-	-	-	<b>21</b>
Despesas Financeiras	-	-	-	-	-	-
<b>Resultado Financeiro</b>	<b>21</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>21</b>

Abaixo o detalhamento dos efeitos não recorrentes:

*Receitas Financeiras*

(i) AVP (AP): Reconhecimento de ajuste a valor presente do contas a receber (R\$ 21 milhões).

LUCRO LÍQUIDO

De forma consolidada, o lucro líquido do período foi de R\$ 610 milhões, enquanto o lucro líquido ajustado do período foi de R\$ 830 milhões.

Lucro Líquido Consolidado ( R\$ Milhões )	3T24	3T25	Δ%	Δ
Distribuição	956	366	-61,7%	(590)
Transmissão	258	169	-34,6%	(89)
Echoenergia	74	57	-23,1%	(17)
Echo Crescimento	(38)	(32)	-17,9%	7
Serviços	(15)	(7)	-53,9%	8
CSA	(44)	(45)	3,0%	(1)
PPAS	20	21	5,0%	1
Holding + outros	(220)	81	-136,6%	301
<b>(=) Lucro Líquido</b>	<b>990</b>	<b>610</b>	<b>-38,4%</b>	<b>(381)</b>
<b>Ajustes Totais</b>	<b>(199)</b>	<b>220</b>	<b>-210,2%</b>	<b>419</b>
Ajustes Distribuição	(7)	267	-4078,6%	273
Ajustes Transmissão	44	-	-100,0%	(44)
Ajustes Renováveis	-	6	N/A	6
Ajustes PPAS e Holding	8	(21)	-363,1%	(29)
Ajustes PNs - Não caixa	(25)	26	-202,8%	51
Ajustes IFRS (VNR, IFRS e MtM)	(220)	(57)	-74,0%	163
<b>(=) Lucro Líquido Equatorial Ajustado</b>	<b>791</b>	<b>830</b>	<b>4,9%</b>	<b>39</b>
<b>(=) Lucro Líquido</b>	<b>990</b>	<b>610</b>	<b>-38,4%</b>	<b>(381)</b>
<b>(-) Participações Minoritárias</b>	<b>(230)</b>	<b>(141)</b>	<b>-38,8%</b>	<b>89</b>
<b>(=) Lucro Líquido Ex Minoritários</b>	<b>760</b>	<b>469</b>	<b>-38,3%</b>	<b>(291)</b>

As participações minoritárias da companhia são afetadas pelo direito econômico dos dividendos no ano em curso conferido às ações PN emitidas na Equatorial Distribuição, e por isso não refletem a participação econômica existente na Equatorial. Como o percentual de dividendos das ações PN para o ano de 2025 é menor do que a participação econômica, o Lucro Líquido Ex Minoritários seria de R\$ 467,9 milhões, menor do que o Lucro Líquido reportado. Este cálculo é realizado levando em consideração: (i) as participações minoritárias das empresas do grupo, que no trimestre atingiram R\$ 42,5 milhões, e (ii) o valor da atualização das PN's por CDI, que no trimestre registrou R\$ 99,4 milhões.

É importante ressaltar que o lucro líquido ajustado inclui os ajustes não caixa referentes a atualização da opção de compra das ações preferenciais na Equatorial Distribuição. O efeito está mapeado dentro do resultado financeiro e reflete a composição dos ajustes do lucro. Neste trimestre também classificamos um efeito não recorrente na linha de Outras Receitas/Despesas Operacionais, que no EBITDA é completamente ajustado, e se refere a baixa de serviços de obras com um fornecedor.

Abaixo apresentamos os efeitos não recorrentes e não caixa que impactaram o lucro da companhia:

Não Recorrentes	Distribuição	Transmissão	Renováveis	Saneamento	Outros	3T25 Total
Ajustes EBITDA (Margem + Custos)	171	-	9	-	-	180
Outras Receitas e Despesas não Operacionais	57	-	-	-	-	57
Resultado Financeiro	21	-	-	-	-	21
Impostos	18	-	(3)	-	-	15
PPAs	-	-	-	-	(21)	(21)
Ajuste PNs - Não caixa	-	-	-	-	26	26
<b>Ajustes IFRS (VNR / IFRS 9 / MtM) líquido de impostos</b>	<b>(28)</b>	<b>(38)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>8</b>	<b>(57)</b>
<b>Ajustes Totais Lucro Líquido</b>	<b>239</b>	<b>(38)</b>	<b>6</b>	<b>-</b>	<b>13</b>	<b>220</b>

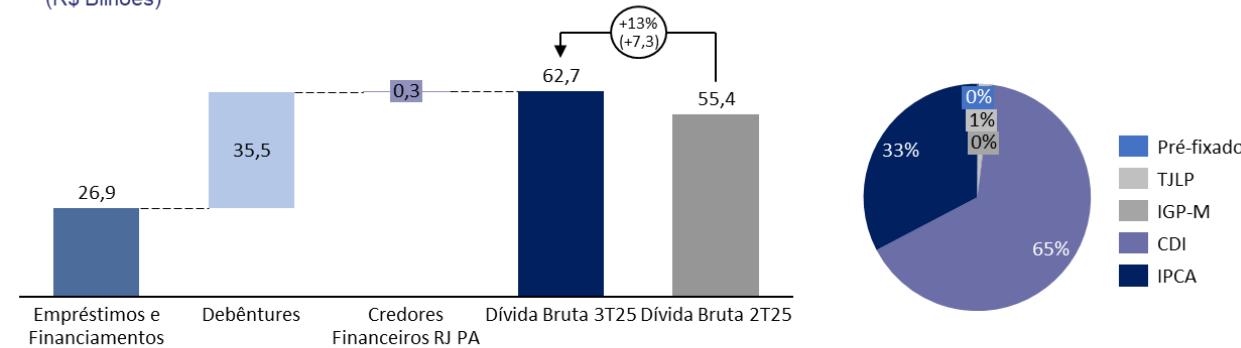
A linha de impostos ajusta o valor do trimestre para a incidência de impostos sobre o resultado recorrente, e a linha de Ajustes IFRS traz os efeitos não caixa já líquidos de impostos.

## ENDIVIDAMENTO

No trimestre, a dívida bruta consolidada, considerando empréstimos e financiamentos, credores financeiros da recuperação judicial (líquido de ajuste a valor presente) e debêntures, atingiu R\$ 62,7 bilhões. Para abertura mais detalhada da dívida, visite o website de RI, na seção: Informações Financeiras – Dados Operacionais e Financeiros.

### Build-up Dívida Bruta

(R\$ Bilhões)



### Build-up Dívida

#### Líquida / EBITDA\* Visão Covenants

Os covenants da Equatorial consideram o EBITDA 12m das aquisições da companhia e desconsidera parte das dívidas de RJ

### Build-up - Covenants

Dívida Bruta	62,7
(-) Ajustes Covenants	0,6
(-) Disponibilidades	16,0
<b>Dívida Líquida</b>	<b>46,1</b>
<b>EBITDA Covenants</b>	<b>13,8</b>
<b>Dívida Líquida / EBITDA</b>	<b>3,3</b>

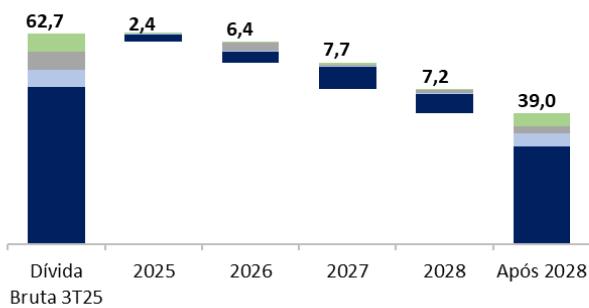
### Prazo e Custo Médio

5,8 anos / 12,87% a.a.

Referente ao custo médio do passivo incorrido no período

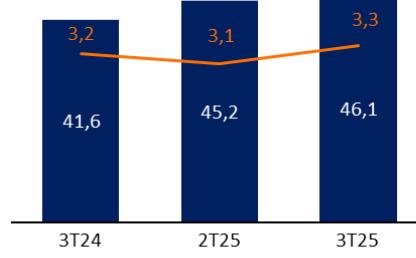
### Cronograma de Amortização

(R\$ Bi)



### Histórico Dívida Líquida / EBITDA

Visão Covenants (R\$ Bi)



A dívida líquida apurada para fins de *covenants* atingiu R\$ 46,1 bilhões, implicando numa relação dívida líquida/EBITDA para fins de *covenants* de 3,3x. A abertura do quadro de *covenants* apresenta o EBITDA da Equatorial, além da equivalência patrimonial da participação de 15% na SABESP, ambos referentes aos últimos 12 meses e em uma visão *covenants*.

Nos últimos 12 meses a parcela da dívida do grupo indexada ao CDI registrou um custo de 14,2% a.a., ou CDI + 0,80% a.a., enquanto a parcela da dívida indexada ao IPCA registrou um custo médio de 10,43% a.a., ou IPCA + 5,05% a.a..

A cobertura de caixa com relação as obrigações de curto prazo da Companhia foi de 2,1x no 3T25, e o prazo médio da dívida aumentou de 5,5 anos para 5,8 anos com as captações realizadas no período.

## INVESTIMENTOS

Investimentos	3T24	3T25	Δ%	Δ
<b>R\$ milhões</b>				
<b>Distribuição</b>	<b>2.330</b>	<b>2.932</b>	<b>26%</b>	<b>602</b>
Ativos elétricos	1.607	2.317	44%	710
Obrigações especiais	529	461	-13%	-68
Ativos não elétricos	194	154	-20%	-40
<b>Transmissão</b>	<b>8</b>	<b>12</b>	<b>39%</b>	<b>3</b>
<b>Renováveis</b>	<b>38</b>	<b>65</b>	<b>71%</b>	<b>27</b>
<b>Saneamento</b>	<b>41</b>	<b>14</b>	<b>-65%</b>	<b>-27</b>
<b>Outros</b>	<b>5</b>	<b>8</b>	<b>47%</b>	<b>3</b>
<b>Total Equatorial</b>	<b>2.423</b>	<b>3.031</b>	<b>25%</b>	<b>608</b>

As informações relativas aos Investimentos realizados consideram 100% dos nossos ativos nos períodos reportados. Os novos ativos, são considerados a partir de suas respectivas consolidações.

No 3T25 os investimentos consolidados somaram R\$ 3,0 bilhões, volume 25% superior ao registrado no 3T24.

A variação dos investimentos entre trimestres é reflexo do aumento do volume investido no segmento de distribuição, em especial na linha de ativos elétricos, resultado dos investimentos em expansão, qualidade e perdas.

Os investimentos em ativos não elétricos representaram 5,2% do CAPEX total segmento de distribuição no 3T25, contra 8,3% no 3T24.

Para retornar ao Sumário, clique [aqui](#).

## ESG (Environmental, Social and Governance)

O Grupo Equatorial encerrou agosto de 2025 com importantes reconhecimentos em sua trajetória de gestão da sustentabilidade. A Companhia alcançou a 7ª posição nacional no Anuário Integridade ESG 2025, celebrando um importante reconhecimento de suas práticas. A publicação, realizada pela Insight Comunicação, é uma referência no mercado por avaliar a maturidade e a reputação das práticas ESG das maiores empresas do Brasil, baseando-se no Índice de Imagem ESG (iESG) para analisar dados públicos, relatórios e investimentos nos três pilares.

Reforçando a percepção positiva do mercado financeiro internacional, o Grupo também foi destaque no ranking Extel 2025, uma das principais pesquisas do setor que aufera diretamente a opinião de analistas de sell-side, buy-side e gestores de fundos. Nesta pesquisa, a Companhia conquistou o 2º lugar na categoria ESG entre todas as empresas de Utilities da América Latina, um marco que atesta o compromisso do Grupo com a transparência e a excelência na gestão de seus indicadores de sustentabilidade.

Na frente ambiental, a Companhia ampliou seus investimentos em Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) e Eficiência Energética em Meio Ambiente, que somaram R\$ 31,3 milhões no período. O valor representa um crescimento de 69,5% em relação aos R\$ 18,5 milhões investidos no mesmo período do ano anterior. Esses investimentos são direcionados ao desenvolvimento de soluções inovadoras que promovem economia circular, descarbonização das operações, mobilidade elétrica e a transição energética, alinhando as práticas da empresa às demandas climáticas globais.

No pilar social, o Grupo registrou avanços na universalização do acesso à energia, com um aumento de 42% no número de ligações em áreas remotas via Sistema Individual de Geração de Energia Elétrica com Fonte Intermittente (SIGFI). Essa solução, que utiliza fontes de energia renováveis, totalizou 7.757 conexões no período, evidenciando a responsabilidade da Companhia em promover o desenvolvimento e a inclusão social nas localidades mais isoladas do Brasil. Adicionalmente, o Instituto Equatorial lançou o edital "Diálogos Equatorial", que destinará R\$ 3 milhões para fomentar projetos de Organizações da Sociedade Civil (OSCs) em sete estados, com foco em empreendedorismo e geração de emprego e renda.

Vale ressaltar que, ainda no trimestre, o Grupo Equatorial avançou de forma significativa no rating de sustentabilidade Refinitiv, passando de 79 pontos em 2024 para 85 pontos. O resultado demonstra a evolução das práticas ambientais, sociais e de governança do Grupo, bem como o amadurecimento dos seus processos de gestão.

Saiba mais sobre nossos indicadores, disponibilizados a cada trimestre, no quadro abaixo.

Indicadores ESG	Medida	3T24	3T25	Δ%
<b>Ambiental</b>				
Consumo de Combustíveis Renováveis na Frota Administrativa	L	190.974	246.714	29,2%
Intensidade de Emissões de SF6	tCO2eq/GWh	0,05	0,04	-18,9%
# de Ligações em Áreas Remotas via SIGFI (Sistema Individual de Geração de Energia Elétrica com Fonte Intermittente)	#	5.453	7.757	42,3%
Investimentos P&D e Eficiência Energética em Meio Ambiente	R\$ mil	18.472	31.318	69,5%
<b>Social</b>				
% de Mulheres no Grupo Equatorial Energia	%	35,2%	33,4%	-1,8p.p.
% de Mulheres em Cargos de Liderança x Total de Líderes	%	22,2%	23,0%	0,8p.p.
% de Negros em Cargos de Liderança x Total de Líderes	%	49,3%	53,4%	4,1p.p.
% de Fornecedores Locais	%	42,8%	43,3%	0,4p.p.
Investimentos Sociais	R\$ mil	64.763	25.002	-61,4%
TG Próprios	#	19	36	89,5%
TG Terceiros	#	1.050	351	-66,6%
Número de óbitos de empregados (próprios + terceiros)	#	2	1	-50,0%
Número de Acidentes com a População	#	4	12	200,0%
Número de Unidades Consumidoras (UCs) beneficiadas pela Tarifa Social de Energia Elétrica (TSEE)	# mil	4.496	4.405	-2,0%
<b>Governança</b>				
% de Conselheiros Independentes <sup>1</sup>	%	86,0%	88,0%	2p.p.
% de Mulheres no Conselho	%	14,0%	14,0%	0,0%
% de Colaboradores Treinados na Trilha de Integridade	%	93,9%	98,6%	5,0%
Casos Registrados no Canal de Ética	#	118	245	107,6%

1 - Considera composição atual

Para retornar ao Sumário, clique [aqui](#).

DISTRIBUIÇÃODESEMPENHO COMERCIAL

Dados Operacionais		Medida	3T24							3T25							
			MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO
Energia Injetada SIN	GWWh	2.523	3.857	1.270	1.157	2.262	519	4.654	16.243	2.623	3.876	1.331	1.130	2.275	474	4.352	16.062
Sistema isolado	GWWh	0	70	-	-	-	16	-	86	0	78	0	-	16	-	94	
Energia injetada pela GD	GWWh	214	311	221	130	73	24	474	1.448	275	413	300	180	111	43	849	2.172
<b>Energia Injetada Total</b>	<b>GWWh</b>	<b>2.737</b>	<b>4.238</b>	<b>1.491</b>	<b>1.287</b>	<b>2.336</b>	<b>558</b>	<b>5.129</b>	<b>17.777</b>	<b>2.898</b>	<b>4.367</b>	<b>1.632</b>	<b>1.310</b>	<b>2.386</b>	<b>533</b>	<b>5.202</b>	<b>18.328</b>
Variação Injetada Total (%)	%									5,9%	3,1%	9,4%	1,8%	2,2%	-4,5%	1,4%	3,1%
Residencial - convencional	GWWh	742	818	306	258	803	113	1.292	4.333	766	787	327	265	796	107	1.260	4.308
Residencial - baixa renda	GWWh	441	478	203	166	122	96	255	1.761	465	479	217	166	142	89	259	1.816
Industrial	GWWh	34	73	18	21	43	11	87	287	25	50	15	16	35	7	63	211
Comercial	GWWh	150	324	123	111	326	60	402	1.497	138	273	112	98	293	53	333	1.300
Outros	GWWh	427	422	240	176	209	47	856	2.377	435	408	251	146	198	43	788	2.269
<b>Consumidores Cativos</b>	<b>GWWh</b>	<b>1.794</b>	<b>2.115</b>	<b>891</b>	<b>732</b>	<b>1.503</b>	<b>328</b>	<b>2.891</b>	<b>10.255</b>	<b>1.828</b>	<b>1.997</b>	<b>922</b>	<b>692</b>	<b>1.463</b>	<b>299</b>	<b>2.703</b>	<b>9.904</b>
Industrial	GWWh	118	350	41	162	287	3	995	1.956	129	416	44	185	312	5	1.025	2.118
Comercial	GWWh	142	246	66	81	195	19	192	942	163	289	84	90	226	22	245	1.119
Outros	GWWh	11	36	20	29	44	4	65	209	15	41	23	40	72	3	67	262
<b>Consumidores livres</b>	<b>GWWh</b>	<b>272</b>	<b>632</b>	<b>127</b>	<b>272</b>	<b>526</b>	<b>26</b>	<b>1.252</b>	<b>3.106</b>	<b>307</b>	<b>746</b>	<b>152</b>	<b>315</b>	<b>610</b>	<b>31</b>	<b>1.336</b>	<b>3.498</b>
Energia de Conexão - outras Distribuidoras	GWWh	3	5	46	5	16	0	3	78	6	8	50	4	15	0	2	85
<b>Energia Faturada</b>	<b>GWWh</b>	<b>2.069</b>	<b>2.752</b>	<b>1.064</b>	<b>1.009</b>	<b>2.044</b>	<b>353</b>	<b>4.147</b>	<b>13.439</b>	<b>2.142</b>	<b>2.752</b>	<b>1.123</b>	<b>1.011</b>	<b>2.089</b>	<b>330</b>	<b>4.041</b>	<b>13.487</b>
Variação Faturada (%)	%									3,5%	0,0%	5,6%	0,1%	2,2%	-6,7%	-2,6%	0,4%
SCEE* - GDII + GD III	GWWh	54	112	42	20	4	-	83	315	80	151	83	43	27	23	217	625
<b>Energia Faturada + Energia Compensada</b>	<b>GWWh</b>	<b>2.123</b>	<b>2.864</b>	<b>1.105</b>	<b>1.029</b>	<b>2.048</b>	<b>353</b>	<b>4.230</b>	<b>13.753</b>	<b>2.222</b>	<b>2.903</b>	<b>1.206</b>	<b>1.054</b>	<b>2.116</b>	<b>353</b>	<b>4.259</b>	<b>14.112</b>
Δ Faturada + Compensada (%)										4,6%	1,4%	9,1%	2,4%	3,3%	-0,1%	0,7%	2,6%
SCEE - GDI	GWWh	108	132	119	63	73	18	267	780	127	166	132	70	83	10	306	895
<b>Energia Distribuída</b>	<b>GWWh</b>	<b>2.231</b>	<b>2.996</b>	<b>1.225</b>	<b>1.093</b>	<b>2.121</b>	<b>372</b>	<b>4.497</b>	<b>14.534</b>	<b>2.349</b>	<b>3.070</b>	<b>1.338</b>	<b>1.124</b>	<b>2.199</b>	<b>363</b>	<b>4.565</b>	<b>15.007</b>
Variação Distribuída (%)	%									5,3%	2,5%	9,2%	2,9%	3,7%	-2,4%	1,5%	3,3%
<b>Número de Consumidores*</b>	<b>MIL</b>	<b>2.780</b>	<b>3.030</b>	<b>1.535</b>	<b>1.382</b>	<b>1.947</b>	<b>233</b>	<b>3.417</b>	<b>14.324</b>	<b>2.838</b>	<b>3.089</b>	<b>1.574</b>	<b>1.411</b>	<b>1.990</b>	<b>268</b>	<b>3.501</b>	<b>14.670</b>
Variação Número de Consumidores (%)	%									2,1%	2,0%	2,6%	2,1%	2,2%	15,0%	2,4%	2,4%

PERDAS (12 meses)

Distribuidoras	3T24	2T25	3T25	Regulatório 3T25 LTM	Δ 3T24	Δ 2T25	Δ Regulatório	Regulatório 3T25 Homologado
<b>Consolidado</b>	<b>17,9%</b>	<b>17,4%</b>	<b>17,4%</b>	<b>18,4%</b>	<b>-0,5%</b>	<b>0,0%</b>	<b>-1,0%</b>	<b>18,6%</b>
Equatorial Maranhão	17,8%	18,3%	18,4%	17,7%	0,7%	0,1%	0,7%	18,7%
Equatorial Pará	27,8%	28,6%	28,7%	28,6%	0,9%	0,1%	0,1%	28,9%
Equatorial Piauí	17,6%	17,4%	17,4%	19,5%	-0,2%	0,0%	-2,1%	19,5%
Equatorial Alagoas <sup>2</sup>	17,4%	16,2%	15,9%	17,7%	-1,5%	-0,2%	-1,8%	17,6%
CEEE-D	12,9%	12,1%	11,7%	11,4%	-1,2%	-0,3%	0,4%	11,4%
CEA <sup>1</sup>	35,6%	31,4%	30,9%	33,7%	-4,7%	-0,4%	-2,8%	33,7%
Equatorial Goiás	11,0%	9,7%	9,7%	12,5%	-1,3%	0,0%	-2,9%	12,5%

<sup>1</sup>Em relação à cobertura tarifária para compra de energia da CEA, cumpre destacar que além do valor usual implícito no nível de perdas regulatórias, na REH 3.430, de 10 de dezembro de 2024, a Aneel homologou o valor de adicional R\$ 69,8 milhões, a ser recebido em 12 parcelas, referente ao parágrafo único do art. 4º b da lei 12.111, de 9 de dezembro de 2009. Este mecanismo complementar, previsto em lei, se extingue no processo tarifário de 2026, e o montante de energia associado é reduzido gradativamente 25% a cada ano.

<sup>2</sup>Os limites regulatórios homologados das distribuidoras do Maranhão, do Pará e de Alagoas, segundo a metodologia aprovada pela CP 009/2024, são de 19,1%, 28,9% e 18,6%, respectivamente. Os valores da tabela serão atualizados com a nova metodologia após a atualização de critério para todas as distribuidoras do grupo.

As informações operacionais foram divulgadas no release operacional da companhia. Para acessar o documento, [clique aqui](#).

## PERCENTUAL DE CONTRATAÇÃO (12 meses)

A seguir, apresentamos a expectativa do nível de contratação das distribuidoras para o ano de 2025 na visão com e sem ajustes decorrentes da sobrecontratação involuntária.

2025	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO
% de contratação	102,61%	104,18%	101,90%	107,07%	101,85%	117,84%	110,53%
% desconsiderando involuntária	102,61%	104,18%	101,90%	103,98%	101,85%	100,00%	108,88%

O efeito da sobrecontratação de Goiás no trimestre foi de R\$ 7,1 milhões negativos.

## PECLD e ARRECADAÇÃO - TRIMESTRE

PECLD / ROB <sup>1</sup>	3T24	3T25	3T25 Aj.	Δ	Δ Aj.	Arrecadação - IAR	3T24	3T25	Δ
Equatorial Maranhão	1,61%	1,51%	1,51%	-0,1 p.p.	-0,1 p.p.	Equatorial Maranhão	97,98%	97,42%	-0,56 p.p.
Equatorial Pará	2,16%	2,22%	2,22%	0,06 p.p.	0,06 p.p.	Equatorial Pará	97,97%	97,12%	-0,85 p.p.
Equatorial Piauí	1,68%	1,41%	1,41%	-0,27 p.p.	-0,27 p.p.	Equatorial Piauí	99,19%	98,60%	-0,59 p.p.
Equatorial Alagoas	-1,03%	-0,47%	-0,97%	0,56 p.p.	0,06 p.p.	Equatorial Alagoas	103,49%	103,50%	0,01 p.p.
CEEE-D	2,28%	1,35%	1,35%	-0,94 p.p.	-0,94 p.p.	CEEE-D	97,68%	99,39%	1,71 p.p.
CEA	2,69%	-1,16%	0,08%	-3,85 p.p.	-2,61 p.p.	CEA	99,27%	97,35%	-1,92 p.p.
Equatorial Goiás	0,47%	0,11%	0,11%	-0,35 p.p.	-0,35 p.p.	Equatorial Goiás	102,01%	101,35%	-0,66 p.p.
<b>Consolidado</b>	<b>1,36%</b>	<b>1,01%</b>	<b>1,02%</b>	<b>-0,36 p.p.</b>	<b>-0,35 p.p.</b>	<b>Consolidado</b>	<b>99,56%</b>	<b>99,17%</b>	<b>-0,39 p.p.</b>

<sup>1</sup> Desconsidera Receita de Construção.

De maneira consolidada, a PECLD do grupo atingiu 1,01% da ROB contra 1,36% no 3T24. Em uma visão ajustada, a PECLD foi de 1,02%.

A melhora entre trimestres é reflexo principalmente do desempenho da CEEE-D, que tem o efeito comparativo do trimestre impactado pelos eventos climáticos e estado de calamidade que afetaram o estado no 2T24 e no 3T24. Os principais efeitos que impactaram a linha de PECLD das distribuidoras estão expostos na seção de custos e despesas.

A arrecadação das companhias finalizou o trimestre em um patamar consolidado de 99,2%, com destaque para os níveis de arrecadação da Equatorial Alagoas (103,5%) e da Equatorial Goiás (101,4%).

DESEMPENHO OPERACIONAL**DEC e FEC (12 meses)**

Distribuidoras	3T24	2T25	3T25	Regulatório	Δ 3T24	Δ 2T25	Δ Regulatório
<b>DEC</b>							
Equatorial Maranhão	14,0	12,5	12,9	13,8	-1,1	0,4	-0,9
Equatorial Pará	18,7	18,1	17,3	21,2	-1,4	-0,8	-3,9
Equatorial Piauí	23,3	16,7	16,6	19,1	-6,6	-0,1	-2,5
Equatorial Alagoas	18,3	16,8	15,5	14,8	-2,9	-1,3	0,6
CEEE-D	20,1	13,9	11,0	8,3	-9,1	-2,9	2,8
CEA	34,1	30,5	29,7	46,0	-4,5	-0,8	-16,3
Equatorial Goiás	18,5	14,8	14,6	11,2	-4,0	-0,2	3,3
<b>FEC</b>							
Equatorial Maranhão	6,0	5,3	5,5	7,9	-0,5	0,2	-2,3
Equatorial Pará	8,0	7,4	7,2	15,5	-0,7	-0,1	-8,3
Equatorial Piauí	7,9	6,2	6,1	12,2	-1,7	-0,1	-6,0
Equatorial Alagoas	6,6	6,0	5,8	11,8	-0,9	-0,2	-6,1
CEEE-D	7,8	5,7	4,8	5,8	-3,0	-0,9	-1,0
CEA	13,7	13,4	13,4	30,2	-0,4	0,0	-16,9
Equatorial Goiás	8,9	6,9	6,5	7,4	-2,4	-0,3	-0,9

O nível da qualidade do sistema de distribuição é medido pelos índices de DEC<sup>2</sup> e FEC<sup>3</sup>, ambos no período de 12 meses.

O grande destaque deste trimestre é da expressiva redução da CEEE-D, que no comparativo com o 3T24 reduziu impressionantes 9,1h, e no comparativo com o 2T25 reduziu 2,9h. Com este resultado, a CEEE-D atingiu o DEC contratual previsto no contrato de concessão, mesmo com os 12 eventos climáticos registrados nos últimos 12 meses, o que reforça o comprometimento do grupo com a qualidade da operação e a expertise adquirida pelas equipes operacionais para operação em áreas de altíssima complexidade.

Além da CEEE-D, destacamos a redução do DEC da Equatorial Alagoas contra o 2T25 (-2,9h), que começa a refletir a maturidade das equipes primarizadas atuando na concessão.

No comparativo com o 2T25, apresentamos reduções em 6 das 7 concessões de distribuição do grupo no DEC, e redução em 5 das 7 distribuidoras no FEC. A melhoria dos indicadores de qualidade reflete a maturação dos investimentos realizados em nossas distribuidoras, principal frente de atuação em qualidade adotada no grupo, além da assertividade dos processos de manutenção realizados em nossas distribuidoras.

Atualmente, quatro das sete concessões da Equatorial estão dentro do limite regulatório do DEC, e todas as distribuidoras do grupo estão dentro do limite regulatório do FEC.

<sup>2</sup> Duração Equivalente de Interrupção por Consumidor - indica a duração média das interrupções, em horas por cliente por período

<sup>3</sup> Frequência Equivalente de Interrupção por Consumidor – indica a frequência das interrupções de fornecimento, em número de interrupções por cliente por período

DESEMPENHO FINANCEIROMARGEM BRUTA

Análise da receita	3T24									3T25									Δ%
	RS milhões	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total		
(+) Vendas as classes	1.515	2.391	900	703	1.201	289	2.463	9.463	1.652	2.253	944	611	1.237	311	2.591	9.597	1%		
Renda Não Faturada	(4)	(16)	(4)	(8)	(24)	3	74	21	36	1	(2)	(9)	(34)	2	70	64	201%		
(+) Ult. de demanda / reativo excedente	(4)	(14)	(4)	(3)	(6)	(1)	(18)	(50)	(4)	(12)	(3)	(3)	(5)	(1)	(20)	(47)	-6%		
(+) Outras receitas	342	606	206	199	271	32	503	2.159	388	939	291	261	312	128	615	2.933	36%		
Subvenção baixa renda	93	122	55	49	17	10	47	393	142	203	88	77	24	18	74	625	59%		
Subvenção CDE outros	72	214	48	42	46	(6)	89	505	77	255	65	48	55	32	155	686	36%		
Uso da rede	57	152	36	62	150	11	265	734	64	189	52	72	181	13	303	874	19%		
Atualização ativo financeiro	32	(0)	0	2	10	1	11	56	(64)	77	4	2	7	1	17	42	-25%		
Bandeira Tarifária	34	43	17	15	8	7	0	124	129	156	51	44	5	59	0	444	25%		
Multa por atraso de pagamento	17	26	10	7	3	7	22	92	17	25	10	7	9	3	23	96	5%		
(+) Outras receitas operacionais	37	50	39	23	37	2	69	257	22	34	21	12	31	3	43	166	-35%		
Outras Receitas (Parcela B)	15	24	9	7	26	2	29	112	15	22	8	6	24	2	26	103	-9%		
(+) Suprimento	33	41	18	35	81	10	83	302	10	0	25	52	33	49	211	381	26%		
(+) Valores a receber de parcela A	85	83	26	70	234	83	438	1.020	111	18	95	68	325	57	574	1.248	22%		
(+) Receita de construção	300	691	191	150	225	64	639	2.261	338	920	258	162	386	117	751	2.932	30%		
(=) Receita operacional bruta	2.271	3.799	1.337	1.155	2.007	478	4.108	15.155	2.495	4.118	1.610	1.151	2.288	660	4.723	17.044	12%		
(+) Deduções à receita	(596)	(894)	(361)	(320)	(602)	(93)	(1.095)	(3.961)	(719)	(909)	(457)	(301)	(654)	(131)	(1.263)	(4.435)	12%		
PIS/COFINS/ICMS/ISS	(482)	(719)	(280)	(219)	(376)	(79)	(683)	(2.838)	(561)	(703)	(366)	(220)	(373)	(106)	(718)	(3.047)	7%		
Compensações Indicadores de Qualidade	(5)	(10)	(4)	(4)	(15)	(3)	(29)	(69)	(4)	(5)	(4)	(3)	(5)	(3)	(24)	(49)	-29%		
Demais Deduções (CDE e Encargos)	(109)	(165)	(77)	(98)	(211)	(11)	(383)	(1.054)	(153)	(201)	(87)	(79)	(276)	(22)	(521)	(1.339)	27%		
(=) Receita operacional líquida	1.675	2.905	976	834	1.405	385	3.013	11.194	1.777	3.209	1.152	850	1.633	529	3.459	12.610	13%		
(-) Receita de construção	(300)	(691)	(191)	(150)	(225)	(64)	(639)	(2.261)	(338)	(920)	(258)	(162)	(386)	(117)	(751)	(2.932)	30%		
(=) Receita operac. líq. sem rec.de construção	1.375	2.214	785	684	1.180	321	2.375	8.933	1.439	2.289	895	687	1.247	412	2.708	9.677	8%		
(-) Energia comprada e transporte e Encargos	(770)	(1.168)	(409)	(406)	(840)	(148)	(1.394)	(5.134)	(843)	(1.217)	(472)	(415)	(904)	(253)	(1.665)	(5.770)	12%		
(=) Margem Bruta	605	1.045	376	278	340	173	981	3.799	596	1.072	423	272	343	159	1.043	3.908	3%		
(+) Não-Recorrentes	(7)	(23)	-	-	-	(7)	-	(38)	-	36	-	15	-	-	-	51	-236%		
(-) VNR	(32)	0	(0)	(2)	(10)	(1)	(11)	(56)	64	(77)	(4)	(2)	(7)	(1)	(17)	(42)	-25%		
(=) Margem Bruta Ajustada	566	1.023	376	277	330	165	970	3.706	660	1.031	419	285	337	158	1.026	3.917	6%		

Δ% Margem Bruta Ajustada

16,7% 0,8% 11,5% 3,1% 2,2% -4,5% 5,8% 5,7%

No 3T25, a Margem Bruta ajustada por efeitos não recorrentes e não caixa das distribuidoras alcançou R\$ 3,9 bilhões, 6% maior do que o mesmo período do ano anterior, ou R\$ 211,0 milhões.

Vale ressaltar que no 3T24 ainda não eram contabilizados os efeitos do custo de compra de energia da geração distribuída, que no 3T24 totalizariam R\$ 74,2 milhões. Ao ajustarmos este efeito, o crescimento consolidado da margem seria de 7,9% entre períodos. Abaixo apresentamos a abertura da variação por empresa.

R\$ milhões	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total
Margem Bruta 3T24	566	1.023	376	277	330	165	970	3.706
(-) Ajuste GD	(11)	(14)	(16)	(9)	0	1	(26)	(74)
Margem Bruta 3T24 Ajustada	555	1.009	360	268	330	167	944	3.632
Margem Bruta 3T25	660	1.031	419	285	337	158	1.026	3.917
Δ	106	22	59	18	7	(9)	82	285
Δ% Margem Bruta	19,0%	2,2%	16,4%	6,7%	2,2%	-5,2%	8,7%	7,9%

## DESPESAS OPERACIONAIS E PMSO/CONSUMIDOR

Custos Operacionais	3T24								3T25								Δ%	
	R\$ milhões	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total	
(+) Pessoal	45	39	23	24	32	5	39	207	62	58	23	36	30	12	72	293	42%	
(+) Material	8	11	5	7	7	2	22	61	5	7	3	4	4	1	15	41	-33%	
(+) Serviço de terceiros	117	118	70	49	94	24	230	703	113	149	69	43	128	25	228	753	7%	
(+) Outros	10	10	7	4	11	2	11	54	33	10	3	(2)	15	3	10	72	33%	
(=) PMSO Reportado	179	179	104	84	144	33	303	1.025	214	223	98	80	177	41	326	1.160	13%	
Ajustes	(5)	-	(3)	(11)	(2)	-	(11)	(31)	(29)	(26)	3	2	(18)	(10)	(42)	(120)	283%	
PMSO Ajustado	174	179	102	74	142	33	292	994	185	197	100	82	160	32	284	1.040	5%	
PECLD e perdas	32	67	19	(10)	41	11	16	176	32	71	19	(5)	26	(6)	5	142	-19%	
PECLD/ROB (Ex Receita de Construção)	1,6%	2,2%	1,7%	-1,0%	2,3%	2,7%	0,5%	1,4%	1,5%	2,2%	1,4%	-0,5%	1,3%	-1,2%	0,1%	1,0%		
Provisões - contingências	4	2	2	4	12	(1)	20	44	7	5	2	8	9	0	14	45	3%	
Provisões - FUNAC	-	-	-	-	-	-	-	20	-	-	-	-	-	-	11	11	-44%	
(+) Provisões	36	69	21	(6)	53	10	56	239	39	76	21	3	34	(6)	30	198	-17%	
(+) Sistemas Isolados e Subv. CCC	-	16	-	-	-	2	-	18	1	24	-	-	0	-	-	25	40%	
(+) Outras receitas/despesas operacionais	19	(16)	3	5	28	2	(32)	8	21	97	11	24	34	15	73	275	3153%	
(+) Depreciação e amortização	70	67	41	32	40	12	196	457	102	73	48	36	59	20	149	487	7%	
(=) Custos e despesas gerenciáveis	304	314	169	115	265	59	522	1.748	378	493	178	144	305	70	577	2.145	23%	
PMSO Ajustado/Consumidor (12m)	254	237	249	208	294	587	344	278	249	246	247	223	317	518	345	283		

Δ% PMSO por Consumidor

-1,8% 3,7% -0,9% 7,2% 7,8% -11,9% 0,2% 1,8%

## MARANHÃO

No comparativo entre trimestres, o PMSO Ajustado/Consumidor, na visão 12 meses, reduziu 1,8%, totalizando R\$ 249. O PMSO ajustado do período totalizou R\$ 185 milhões, 6,4% maior que o mesmo período do ano anterior, ou R\$ 11,1 milhões maior.

O aumento do trimestre vem principalmente da linha de **Pessoal** e reflete o maior headcount entre períodos e o aumento de despesas com incentivos de longo prazo e remuneração variável.

As Perdas Esperadas para Créditos de Liquidação Duvidosa (**PECLD**) atingiram R\$ 32 milhões no 3T25 e representam 1,5% da ROB, em linha com o 3T24.

## PARÁ

No 3T25, o PMSO Ajustado/Consumidor (12 meses) registrou R\$ 246, 3,7% maior que no 3T24. O PMSO ajustado do período atingiu R\$ 197 milhões, 10,3% maior que o 3T24, ou R\$ 18,5 milhões.

O aumento do PMSO no trimestre vem da linha de **Pessoal** (+R\$ 18,5 milhões), derivado do aumento de *headcount* voltado para primarização.

No 3T25, a **PECLD** alcançou R\$ 71 milhões, representando 2,2% da ROB.

## PIAUÍ

O PMSO Ajustado/Consumidor (12 meses) registrou R\$ 247, uma redução de 0,9% contra o 3T24. O PMSO ajustado do trimestre reduziu 1,4%, ou R\$ 1 milhão quando comparado com o mesmo período do ano anterior.

A **PECLD** do trimestre foi de R\$ 17 milhões, 1,5% da ROB. A melhora entre trimestres foi impulsionada pelas renegociações realizadas no período.

## ALAGOAS

O PMSO Ajustado/Consumidor (12 meses) registrou R\$ 223, 7,2% maior que o 3T24, enquanto o PMSO ajustado apresentou um aumento de 11,7%, ou R\$ 9 milhões.

O aumento do trimestre foi concentrado na linha de **Pessoal**, que variou R\$ 12,1 milhões, impacto do aumento de *headcount* voltado para a primarização.

Em Alagoas, as Perdas Esperadas para Créditos de Liquidação Duvidosa (**PECLD**) do trimestre foi positiva em R\$ 5 milhões, representando -0,5% da ROB, reflexo das renegociações realizadas com o poder público.

### **CEEE-D**

O PMSO Ajustado/Consumidor (12 meses) registrou R\$ 317, um aumento de 7,8%. O PMSO ajustado do período apresentou um aumento de 12,6%.

O aumento do PMSO no período vem principalmente da linha de **Serviços de Terceiros** com mobilização adicional de equipes para plantões e emergências, além do maior montante de serviços voltados para limpeza de faixa, poda e serviços voltados para arrecadação e cobrança.

A **PECLD/ROB** do período atingiu 1,3%, ou R\$ 26 milhões.

### **CEA**

O PMSO Ajustado/Consumidor (12 meses) registrou R\$ 518, valor 11,9% menor que o mesmo período do ano anterior. O PMSO ajustado da CEA foi de R\$ 32 milhões, 2,3% menor que o 3T24.

No 3T25 a **PECLD** foi positiva em R\$ 6 milhões, impactada pelo ajuste da contabilização de provisões e do efeito de ajuste a valor presente realizado no trimestre. Em uma visão ajustada, a PECLD do período seria de R\$ R\$ 0,4 milhão e representa 0,1% da ROB.

### **GOIÁS**

O PMSO Ajustado/Consumidor (12 meses) foi de R\$ 345 no 3T25, resultado em linha com o 3T24. O PMSO ajustado foi de R\$ 284 milhões, 2,7% menor que o mesmo período do ano anterior.

No 3T25 a **PECLD** registrou R\$ 5 milhões no trimestre, ou 0,1% da ROB, uma melhora em relação ao 3T24, cujo valor foi de R\$ 16 milhões e 0,47% da ROB.

**EBITDA**

Recomposição EBITDA		3T24							3T25							Δ%		
R\$ milhões		MA	PA	PI	AL	CEEE-D	CEA	GO	Total	MA	PA	PI	AL	CEEE-D	CEA	GO	Total	Δ%
(+) Resultado do Exercício		211	556	106	100	(133)	47	70	956	104	389	98	66	(263)	(31)	3	366	-61,7%
(+) Impostos sobre o Lucro		34	103	23	23	-	-	30	212	43	65	35	4	-	5	(23)	128	-40,0%
(+) Resultado Financeiro		56	72	78	42	209	67	359	883	71	126	112	58	302	115	486	1.270	43,8%
(+) Depreciação e Amortização		70	67	41	32	40	12	196	457	102	73	48	36	59	20	149	487	6,7%
(=) EBITDA societário (CVM)*		<b>371</b>	<b>798</b>	<b>248</b>	<b>196</b>	<b>115</b>	<b>126</b>	<b>654</b>	<b>2.508</b>	<b>320</b>	<b>652</b>	<b>293</b>	<b>165</b>	<b>97</b>	<b>108</b>	<b>616</b>	<b>2.251</b>	<b>-10%</b>
Ajustes Totais		(15)	(39)	5	14	19	(6)	(32)	(53)	<b>115</b>	<b>82</b>	<b>7</b>	<b>40</b>	<b>45</b>	<b>18</b>	<b>97</b>	<b>404</b>	<b>-859,1%</b>
(+) Outras receitas/despesas operacionais		19	(16)	3	5	28	2	(32)	9	21	97	11	24	34	15	73	275	3110,2%
(+) Impactos Margem Bruta		(7)	(23)	-	-	-	(7)	-	(38)	-	36	-	15	-	-	-	51	-235,9%
(+) Sistemas Isolados		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	N/A	
(+) Ajustes de PMSO		5	-	3	11	2	-	11	31	29	26	(3)	(2)	18	10	42	120	283,0%
(+) Ajustes Provisões		-	-	-	-	-	-	-	-	-	3	5	-	(7)	-	1	N/A	
(-) VNR		(32)	0	(0)	(2)	(10)	(1)	(11)	(56)	64	(77)	(4)	(2)	(7)	(1)	(17)	(42)	-24,5%
(=) EBITDA societário ajustado		<b>356</b>	<b>759</b>	<b>253</b>	<b>210</b>	<b>135</b>	<b>120</b>	<b>622</b>	<b>2.455</b>	<b>435</b>	<b>734</b>	<b>300</b>	<b>205</b>	<b>143</b>	<b>125</b>	<b>713</b>	<b>2.655</b>	<b>8%</b>

\*Calculado em conformidade com a instrução CVM 156/22 - EBITDA Calculado aqui não é o mesmo utilizado para os covenants

**MARANHÃO**

No 3T25, o EBITDA ajustado por VNR e efeitos não recorrentes atingiu R\$ 435 milhões, 22,3% maior que o 3T24, ou R\$ 79 milhões.

A margem bruta ajustada do trimestre registrou crescimento de R\$ 95 milhões, influenciada principalmente pelo aumento da tarifa fio-b entre trimestres, decorrente do processo de revisão tarifária, enquanto o PMSO ajustado do período apresentou uma redução de R\$ 11 milhões.

As provisões e contingências apresentaram uma melhora de R\$ 3,0 milhões no período.

**PARÁ**

O EBITDA Ajustado por VNR e efeitos não recorrentes do Pará atingiu R\$ 734 milhões, 3,3% menor, ou R\$ 25 milhões.

A margem bruta do período aumentou R\$ 8 milhões, enquanto o PMSO ajustado e as despesas com sistemas isolados do período aumentaram nos montantes de R\$ 18 milhões e R\$ 7 milhões, respectivamente.

A linha de provisões do período apresentou uma piora de R\$ 8,5 milhões entre trimestres.

**PIAUÍ**

No Piauí, o EBITDA ajustado por efeitos não recorrentes e não caixa atingiu R\$ 300 milhões, 18,7% maior, ou R\$ 47,4 milhões, quando comparado com o mesmo período do ano anterior.

A margem bruta do período apresentou um aumento de R\$ 43,2 milhões, decorrente do forte mercado do período (R\$ 30 milhões) e da maior tarifa fio-b (R\$ 17 milhões), enquanto o PMSO ajustado do período apresentou reduziu R\$ 1,4 milhões entre períodos.

A linha de PECLD e Contingências apresentou uma melhora de R\$ 2,8 milhões em comparação ao 3T24.

**ALAGOAS**

O EBITDA Ajustado por VNR e efeitos não recorrentes de Alagoas atingiu R\$ 205 milhões, R\$ 5 milhões menor que o 3T24, ou 2,4% inferior.

A margem bruta do período teve um aumento de R\$ 8,6 milhões, em virtude do mercado (R\$ 6 milhões), da maior tarifa fio-b (R\$ 2 milhões), que foram parcialmente compensados pelo aumento do PMSO (R\$ 9 milhões) e da linha de PECLD e Contingências (R\$ 5 milhões).

**CEEE-D**

O EBITDA ajustado por efeitos não recorrentes e VNR do Rio Grande do Sul atingiu R\$ 143 milhões no trimestre, 5,8% maior que o 3T24, ou R\$ 7,9 milhões.

A margem bruta da CEEE-D apresentou um crescimento de R\$ 7,3 milhões, impulsionada pelo maior mercado e maior tarifa fio-b. Vale ressaltar que o 3T24 apresentou um faturamento retroativo de 77GWh, o que polui a margem do ano anterior.

O PMSO do período apresentou um aumento de R\$ 17,8 milhões, enquanto as provisões e contingências do período apresentaram uma melhora de R\$ 18,4 milhões.

## CEA

O EBITDA Ajustado alcançou R\$ 125 milhões, 4,4% maior que o mesmo período do ano anterior, ou R\$ 5,2 milhões.

A margem bruta da CEA reduziu R\$ 7,5 milhões, e foi compensada pela melhora das linhas de PMSO, provisões e contingências e despesas de sistemas isolados, que variaram positivamente em R\$ 0,7 milhões, R\$ 9,6 milhões e R\$ 2,3 milhões, respectivamente.

## GOIÁS

O EBITDA ajustado por efeitos não recorrentes e VNR da Equatorial Goiás atingiu R\$ 713 milhões, 14,6% maior que o mesmo período do ano anterior.

O aumento da margem (R\$ 56,6 milhões) reflete principalmente a maior tarifa fio-b e a RNF do período. Já o PMSO do ajustado do período apresentou uma melhora de R\$ 7,8 milhões e a PECLD e provisões variaram positivamente em R\$ 25,9 milhões.

## EFEITOS NÃO RECORRENTES EBITDA

Não Recorrentes	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	3T25 Total
<b>Receita Operacional</b>	-	36	-	-	-	-	-	<b>36</b>
Constituição/Amortização de ativos/passivos regulatórios	-	36	-	-	-	-	-	<b>36</b>
<b>Deduções da receita operacional</b>	-	-	-	15	-	-	-	<b>15</b>
Descasamento de VPA	-	-	-	15	-	-	-	<b>15</b>
<b>Receita operacional líquida</b>	-	36	-	15	-	-	-	<b>51</b>
<b>Custo do serviço de energia elétrica</b>	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Margem Bruta</b>	-	<b>36</b>	-	<b>15</b>	-	-	-	<b>51</b>
<b>Custos e Despesas Operacionais</b>	29	26	(3)	(2)	18	10	42	<b>120</b>
Serviços de Terceiros	3	26	-	3	8	8	42	<b>90</b>
Outros	26	-	(3)	(5)	9	2	-	<b>30</b>
<b>Provisões</b>	-	-	3	5	-	(7)	-	<b>1</b>
<b>Custos e Despesas</b>	<b>29</b>	<b>26</b>	-	<b>3</b>	<b>18</b>	<b>3</b>	<b>42</b>	<b>120</b>
<b>Sistemas Isolados</b>	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Outras receitas/despesas operacionais</b>	21	97	11	24	34	15	73	<b>275</b>
<b>VNR</b>	64	(77)	(4)	(2)	(7)	(1)	(17)	<b>(42)</b>
<b>Ajustes EBITDA</b>	<b>115</b>	<b>82</b>	<b>7</b>	<b>40</b>	<b>45</b>	<b>18</b>	<b>97</b>	<b>404</b>

**RESULTADO FINANCEIRO**

Resultado Financeiro líquido	3T24								3T25								Δ%
	MA	PA	PI	AL	CEEE-D	CEA	GO	Total	MA	PA	PI	AL	CEEE-D	CEA	GO	Total	
(+) Rendas Financeiras	22	69	22	11	25	17	48	213	38	130	33	36	46	45	28	356	67,5%
(+) Acréscimo Moratório - Venda de Energia	20	37	13	12	17	(4)	15	109	19	36	11	11	22	3	15	117	7,9%
(+) Encargos da dívida	(85)	(162)	(103)	(47)	(133)	(69)	(336)	(935)	(125)	(286)	(135)	(104)	(253)	(130)	(483)	(1.516)	62,2%
(+) Encargos CVA	(9)	(11)	(4)	(0)	(5)	3	(5)	(31)	9	6	2	(1)	9	6	14	45	-245,5%
(+) AVP - Comercial	3	12	1	1	3	0	(2)	18	1	3	4	1	4	(21)	1	(7)	-14,0%
(+) Contingências	(3)	(2)	(1)	(3)	(30)	1	(23)	(60)	(4)	(2)	(2)	(5)	(28)	(2)	(3)	(46)	-23,6%
(+) Outras Receitas / Despesas	(5)	(16)	(6)	(14)	(85)	(14)	(56)	(196)	(10)	(14)	(24)	3	(101)	(16)	(58)	(219)	12,0%
<b>Resultado financeiro</b>	<b>(56)</b>	<b>(72)</b>	<b>(78)</b>	<b>(42)</b>	<b>(209)</b>	<b>(67)</b>	<b>(359)</b>	<b>(883)</b>	<b>(71)</b>	<b>(126)</b>	<b>(112)</b>	<b>(58)</b>	<b>(302)</b>	<b>(115)</b>	<b>(486)</b>	<b>(1.270)</b>	<b>43,8%</b>
(-/-) Efeitos Não Recorrentes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	21	-	21	N/A
<b>Resultado financeiro ajustado</b>	<b>(56)</b>	<b>(72)</b>	<b>(78)</b>	<b>(42)</b>	<b>(209)</b>	<b>(67)</b>	<b>(359)</b>	<b>(883)</b>	<b>(71)</b>	<b>(126)</b>	<b>(112)</b>	<b>(58)</b>	<b>(302)</b>	<b>(94)</b>	<b>(486)</b>	<b>(1.249)</b>	<b>41,5%</b>

Δ% 26,1% 74,1% 43,2% 39,5% 44,7% 40,4% 35,5% 41,5%

**LUCRO LÍQUIDO**

Lucro Líquido	3T24								3T25								Δ%
	MA	PA	PI	AL	CEEE-D	CEA	GO	Total	MA	PA	PI	AL	CEEE-D	CEA	GO	Total	
(+) Lucro Líquido	211	556	106	100	(133)	47	70	956	104	389	98	66	(263)	(31)	3	366	-62%
(+) Impacto EBITDA (líquido de IR)	(2)	(23)	3	11	2	(7)	11	(6)	29	62	-	18	18	3	42	171	-2833,9%
(+) Efeito IR e CSLL	0	4	(0)	(1)	-	-	(4)	(0)	17	(3)	6	8	-	3	(14)	18	-4220,4%
(+) Depreciação	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	N/A
(+) Ajustes do Resultado Financeiro	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	21	-	21
(+) Outras Receitas/Despesas Não Operacionais	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	57	N/A
(+) VNR Líquido de IR e CSLL	(21)	0	(0)	(1)	(7)	(0)	(7)	(37)	43	(51)	(2)	(1)	(4)	(0)	(11)	(28)	-24,5%
<b>(=) Lucro Líquido Ajustado</b>	<b>188</b>	<b>537</b>	<b>108</b>	<b>109</b>	<b>(138)</b>	<b>40</b>	<b>69</b>	<b>913</b>	<b>193</b>	<b>454</b>	<b>102</b>	<b>91</b>	<b>(250)</b>	<b>(5)</b>	<b>20</b>	<b>605</b>	<b>-34%</b>

Δ% 3,1% -15,5% -5,8% -15,8% 81,1% -112,6% -71,9% -33,7%

**INVESTIMENTOS**

Investimentos Distribuidoras	3T24								3T25								Δ%
	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total	
Ativos elétricos	271	251	154	127	182	40	582	1.607	288	531	211	150	360	77	700	2.317	44,2%
Obrigações especiais	6	409	23	1	3	18	69	529	26	361	32	3	2	32	5	461	-12,9%
Ativos não elétricos	23	31	14	22	40	7	57	194	24	28	14	10	23	9	46	154	-20,5%
<b>Total</b>	<b>300</b>	<b>691</b>	<b>191</b>	<b>150</b>	<b>225</b>	<b>64</b>	<b>708</b>	<b>2.330</b>	<b>338</b>	<b>920</b>	<b>258</b>	<b>162</b>	<b>386</b>	<b>117</b>	<b>751</b>	<b>2.932</b>	<b>26%</b>

Δ% 12,4% 33,1% 34,5% 8,1% 71,5% 82,4% 6,2% 25,8%

Para retornar ao Sumário, clique [aqui](#).

TRANSMISSÃODESEMPENHO FINANCEIRO

<b>DRE Regulatória - R\$ milhões</b>	<b>3T24</b>	<b>3T25</b>	<b>Δ%</b>	<b>Δ</b>
Receita líquida	250	292	16,5%	41
Custos e despesas operacionais	(19)	(15)	-21,6%	4
<b>EBITDA Regulatório</b>	<b>231</b>	<b>277</b>	<b>19,6%</b>	<b>45</b>
Ajustes	44	-	-100,0%	(44)
<b>EBITDA Regulatório Ajustado</b>	<b>276</b>	<b>277</b>	<b>0,3%</b>	<b>1</b>
<b>Margem EBITDA</b>	<b>92,3%</b>	<b>94,8%</b>	<b>2,7%</b>	<b>N/A</b>
Depreciação / amortização	(110)	(107)	-2,6%	3
<b>Resultado do serviço (EBIT)</b>	<b>121</b>	<b>169</b>	<b>39,8%</b>	<b>48</b>
Resultado financeiro	(53)	(19)	-63,6%	33
Impostos	(9)	(20)	116,7%	(11)
<b>Lucro Líquido</b>	<b>59</b>	<b>131</b>	<b>119,7%</b>	<b>71</b>
<b>Endividamento</b>	<b>3T24</b>	<b>3T25</b>	<b>Δ%</b>	<b>Δ</b>
Dívida Bruta	5.865	4.908	-16,3%	(957)
Dívida Líquida	4.687	3.073	-34,4%	(1.614)
Disponibilidades	1.178	1.836	55,8%	657

O resultado regulatório do 3T25 trouxe uma receita líquida de R\$ 292 milhões, impactada pelos efeitos da parcela de ajuste (+ R\$ 11 milhões) e da reversão dos valores de AVC complementar recebidos no passado (R\$ 37,3 milhões).

Os custos e despesas operacionais totalizaram R\$ 15 milhões, e o EBITDA regulatório atingiu R\$ 276,5 milhões, com uma margem EBITDA de 95%.

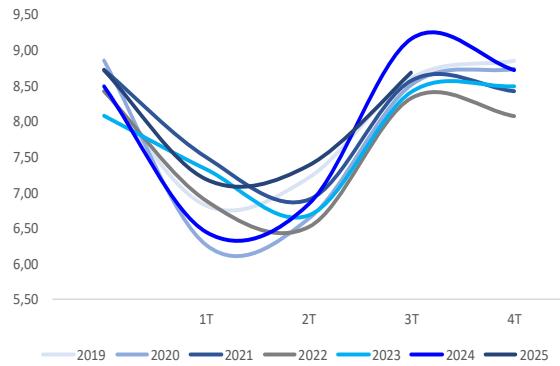
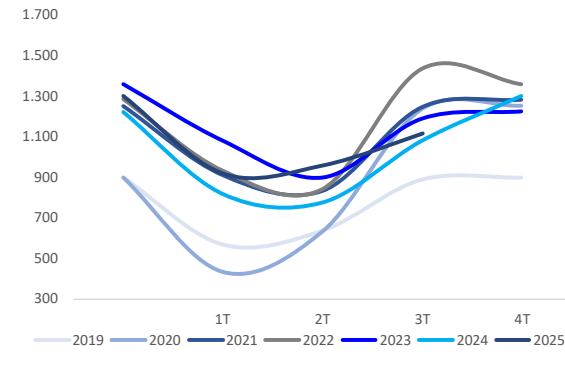
Na tabela abaixo, apresentamos a demonstração do resultado do segmento de transmissão, do societário para o regulatório, das SPEs consolidadas pela Equatorial Transmissão.

Demonstração do resultado (R\$ mil)	3T24 Regulatório	Ajustes	3T24 Societário	3T25 Regulatório	Ajustes	3T25 Societário
<b>Receita operacional</b>	<b>294.572</b>	<b>296.664</b>	<b>591.237</b>	<b>323.515</b>	<b>47.458</b>	<b>370.973</b>
Transmissão de energia	294.572	-	294.572	-	322.010	322.010
Receita de Operação e Manutenção	-	31.166	31.166	-	35.882	35.882
Receita de construção	-	133	133	-	-	-
Atualização ativo de contrato em serviço	-	559.938	559.938	-	335.091	335.091
Outras receitas	0	1	(0)	1.505	-	1.505
<b>Deduções da receita operacional</b>	<b>(44.163)</b>	<b>(12)</b>	<b>(44.175)</b>	<b>(31.908)</b>	<b>(0)</b>	<b>(31.908)</b>
<b>Receita operacional líquida</b>	<b>250.409</b>	<b>296.652</b>	<b>547.061</b>	<b>291.607</b>	<b>47.458</b>	<b>339.064</b>
<b>Custo do serviço de energia elétrica</b>	-	-	-	-	-	-
<b>Margem Bruta Operacional</b>	<b>250.409</b>	<b>296.652</b>	<b>547.061</b>	<b>291.607</b>	<b>47.458</b>	<b>339.064</b>
<b>Custo/despesa operacional</b>	<b>(19.240)</b>	<b>(8.366)</b>	<b>(27.606)</b>	<b>(15.076)</b>	<b>(10.012)</b>	<b>(25.087)</b>
Pessoal	(8.306)	(0)	(8.306)	(7.129)	44	(7.085)
Material	(442)	0	(442)	(311)	(4)	(315)
Serviço de terceiros	(7.906)	0	(7.905)	(6.212)	(11.755)	(17.967)
Custo de construção	-	(8.366)	(8.366)	-	-	-
Outros	(1.515)	(0)	(1.515)	(443)	(257)	(701)
Outras despesas não operacionais	(1.071)	(0)	(1.071)	(980)	1.960	980
<b>EBITDA</b>	<b>231.170</b>	<b>288.286</b>	<b>519.455</b>	<b>276.531</b>	<b>37.446</b>	<b>313.977</b>
Depreciação e amortização	(110.120)	38.604	-	71.516	(107.249)	35.178
Equivalência patrimonial	-		(13.059)			(2.095)
<b>Resultado do serviço</b>	<b>121.050</b>	<b>313.830</b>	<b>434.880</b>	<b>169.282</b>	<b>72.624</b>	<b>239.811</b>
<b>Resultado financeiro</b>	<b>(52.587)</b>	<b>(0)</b>	<b>(52.587)</b>	<b>(19.118)</b>	<b>(0)</b>	<b>(19.118)</b>
Receitas financeiras	53.683	(0)	53.683	67.653	(0)	67.653
Despesas financeiras	(106.270)	(0)	106.270	(86.771)	(0)	(86.771)
<b>Resultado antes do imposto de renda</b>	<b>68.463</b>	<b>313.830</b>	<b>382.293</b>	<b>150.163</b>	<b>70.529</b>	<b>220.692</b>
Imposto de renda e contribuição social	(9.013)	(35.546)	-	44.559	(19.533)	(45.469)
Subvenção do imposto de renda	-	35.547	35.547	-	45.469	45.469
Impostos diferidos	-	(115.468)	-	115.468	-	(32.497)
<b>Resultado do exercício</b>	<b>59.450</b>	<b>198.362</b>	<b>257.812</b>	<b>130.631</b>	<b>38.032</b>	<b>168.662</b>

RENOVÁVEISDESEMPENHO OPERACIONAL**GERAÇÃO**

Complexos Eólicos	Geração (GWh)				Vento (m/s)			
	3T24	3T25	Δ%	Δ	3T24	3T25	Δ%	Δ
Ventos de Tianguá	141,0	141,8	0,6%	0,8	8,2	8,3	1,3%	0,1
Serra do Mel 1 e 2	265,3	398,8	50,4%	133,6	9,6	8,8	-8,3%	-0,8
Echo 1, 2, 4 e 5	460,1	403,6	-12,3%	-56,6	9,9	9,6	-3,2%	-0,3
Ventos de São Clemente	216,1	175,7	-18,7%	-40,4	7,5	7,1	-5,1%	-0,4
<b>Portfólio Eólico</b>	<b>1.082,4</b>	<b>1.119,9</b>	<b>3,5%</b>	<b>37,4</b>	<b>9,2</b>	<b>8,7</b>	<b>-5,2%</b>	<b>-0,5</b>
Constrained-Off	533,8	351,4	-34,2%	-182,4				
<b>Portfólio Eólico ex Constrained-Off</b>	<b>1.616,2</b>	<b>1.471,3</b>	<b>-9,0%</b>	<b>-145,0</b>	<b>9,2</b>	<b>8,7</b>	<b>-5,2%</b>	<b>-0,5</b>
Complexos Solares	Geração (GWh)				Irradiância Média (W/m <sup>2</sup> )			
	3T24	3T25	Δ%	Δ	3T24	3T25	Δ%	Δ
Ribeiro Gonçalves	102,9	94,9	-7,7%	-8,0	335,5	328,1	-2,2%	-7,4
Barreiras	129,9	100,4	-22,8%	-29,6	350,4	341,3	-2,6%	-9,0
<b>Portfólio Solar</b>	<b>232,8</b>	<b>195,3</b>	<b>-16,1%</b>	<b>-37,5</b>	<b>344,4</b>	<b>336,2</b>	<b>-2,4%</b>	<b>-8,2</b>
Constrained-Off	193,9	227,4	17,3%	33,5				
<b>Portfólio Solar ex Constrained-Off</b>	<b>426,7</b>	<b>422,6</b>	<b>-0,9%</b>	<b>-4,0</b>	<b>344,4</b>	<b>336,2</b>	<b>-2,4%</b>	<b>-8,2</b>
Portfólio	Geração (GWh)							
	3T24	3T25	Δ%	Δ				
<b>Portfólio Consolidado</b>	<b>1.315,2</b>	<b>1.315,1</b>	<b>0,0%</b>	<b>-0,1</b>				
Constrained-Off	727,6	578,7	-20,5%	-148,9				
<b>Portfólio ex Constrained-Off</b>	<b>2.042,9</b>	<b>1.893,9</b>	<b>-7,3%</b>	<b>-149,0</b>				

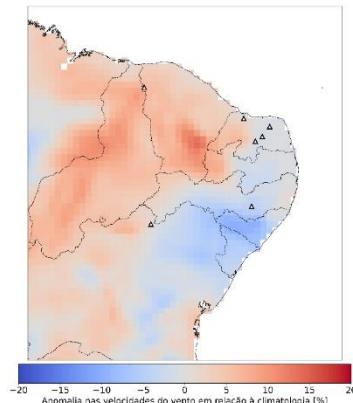
As informações operacionais foram divulgadas no release operacional da companhia. Para acessar o documento, [clique aqui](#).

**MÉDIA DOS VENTOS - PORTFÓLIO EÓLICO (m/s)****GERAÇÃO TOTAL - PORTFÓLIO EÓLICO (GWh)**

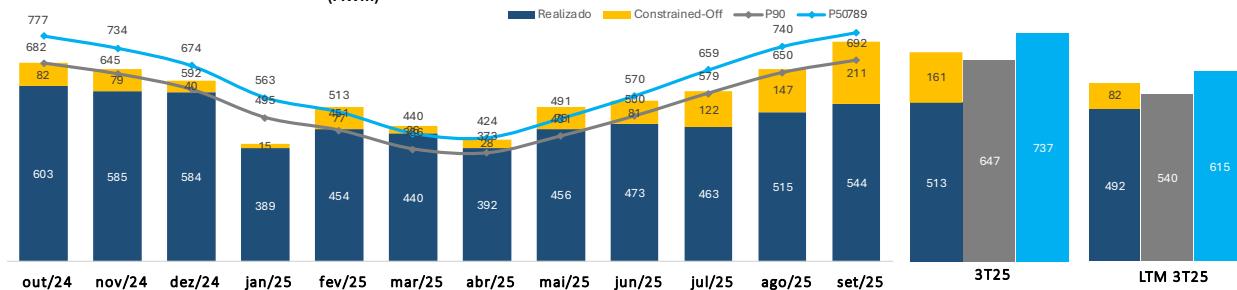
O 3T25 foi marcado por velocidades de vento dentro da média climatológica na maior parte do Nordeste, sendo que em algumas áreas dos estados do Maranhão, Piauí, Ceará, Rio Grande do Norte e Bahia que registraram anomalias positivas. Em comparação com o 3T24, a velocidade média dos ventos nos complexos da Echoenergia apresentou uma diminuição de 5,2%, na medida em que alguns sites apresentaram um recurso eólico abaixo da média climatológica.

A figura ao lado ilustra as anomalias de vento no 3T25 em relação à média de longo prazo, evidenciando o impacto climático positivo e negativo em alguns dos complexos da Echoenergia. Importante mencionar que, excluindo-se efeitos do *constrained-off*, os resultados de geração deste período ficaram próximos de P79 para os ativos eólicos e de P83 para os ativos solares.

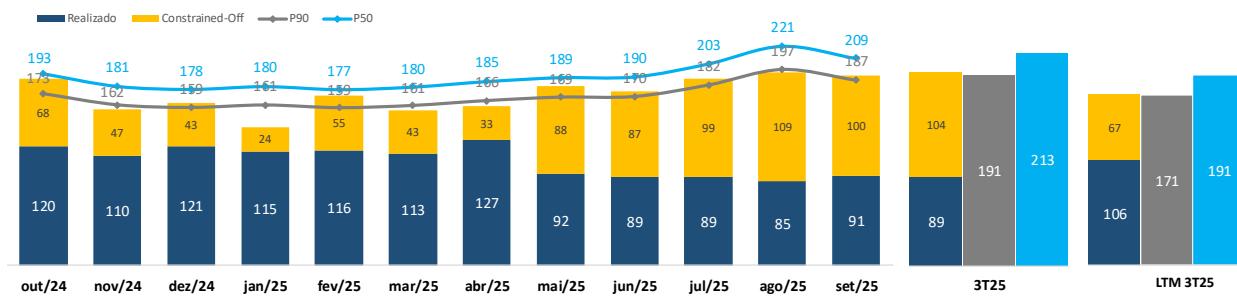
Os gráficos a seguir apresentam a geração de energia eólica e solar da Echoenergia nos últimos doze meses e a visão para o 3T25, comparando-a com os valores de P50 e P90 anual revisados pela empresa no início de 2024. Vale destacar que essas estimativas de produção de energia são consideradas robustas, pois os estudos foram elaborados utilizando metodologias consolidadas no mercado e tem como base dados operacionais para todos os complexos.



Ativos Eólicos Echoenergia- Geração realizada e variabilidade do recurso para P50 e P90 de 1 ano (MWm)



Ativos Solares Echoenergia- Geração realizada e variabilidade do recurso para P50 e P90 de 1 ano (MWm)



## **CONSTRAINED-OFF**

Após a ocorrência, em 15 de agosto de 2023, que resultou no desligamento parcial do Sistema Interligado Nacional (SIN), o Operador Nacional do Sistema (ONS) implementou modificações no modo de operação do sistema que ocasionaram restrições significativas de geração (conhecidas como "*constrained-off*") para os agentes de geração de energia renovável no Nordeste. Entre as modificações, destaca-se a redução dos limites de exportação de energia do Nordeste para o Sudeste/Centro-Oeste e o Norte. Historicamente, até a data da ocorrência, a Echoenergia havia experimentado impactos limitados e, portanto, desprezíveis, devido ao *constrained-off*. No entanto, após a data da ocorrência, a empresa foi afetada principalmente em seus projetos eólicos de Serra do Mel e Tianguá e solares de Ribeiro Gonçalves e Barreiras.

No 3T25, as perdas de energia totalizaram 578,7 GWh (30,6%), com maior relevância para os parques solares de Barreiras e Ribeiro Gonçalves, com 152,5 GWh (56,3%) e 74,8 GWh (47,9%), respectivamente, e para o parque eólico de Serra do Mel com 248,7 GWh (37,8%). Esse impacto no portfólio foi inferior ao reportado no 3T24 (727,6 GWh ou 35,6%), principalmente, devido à redução dos níveis de cortes em Serra do Mel. O nível de perdas das usinas eólicas foi inferior ao reportado no mesmo período do ano anterior (533,8GWh / 3T24 vs. 351,4GWh / 3T25). Adicionalmente, é importante mencionar que a partir de meados do segundo semestre de 2024, o ONS implementou mudanças nos critérios de controle, novas linhas de transmissão entraram em operação e houve o avanço no atendimento dos requisitos da RAP pelos agentes. Por fim, é válido destacar que em março deste ano, o CMSE (Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico) instituiu o grupo de trabalho para atuação conjunta entre o MME, ANEEL, EPE, ONS e CCEE, com objetivo de propor medidas de planejamento, regulatórias e operacionais para mitigar os cortes de geração. A Echoenergia tem trabalhado ativamente em colaboração com as associações do setor para minimizar o impacto do *constrained-off* em seu portfólio.

**DESEMPENHO FINANCEIRO**

DRE	Echo Participações				Echo Crescimento			
	3T24	3T25	Δ%	Δ	3T24	3T25	Δ%	Δ
<b>Receita Líquida</b>	<b>327,2</b>	<b>297,3</b>	<b>-9,1%</b>	<b>(29,9)</b>	<b>61,7</b>	<b>100,7</b>	<b>63,3%</b>	<b>39,1</b>
(-) Compra de Energia	(47,9)	(37,3)	-22,0%	10,6	(5,4)	(46,6)	764,4%	(41,2)
(+/-) Efeito MtM (Ganhos e Perdas)	-	-	N/A	-	-	(0,1)	N/A	(0,1)
<b>Lucro Bruto de Energia</b>	<b>279,3</b>	<b>259,9</b>	<b>-6,9%</b>	<b>(19,4)</b>	<b>56,3</b>	<b>54,0</b>	<b>-4,0%</b>	<b>(2,2)</b>
Custos e Despesas Operacionais	(73,1)	(72,8)	-0,3%	0,2	(19,3)	(23,8)	23,2%	(4,5)
(-) Custo de Operação e Produção de Energia	(61,0)	(57,0)	-6,6%	4,0	(17,8)	(20,9)	16,9%	(3,0)
(-) Despesas Operacionais e Administrativas	(12,1)	(15,9)	31,2%	(3,8)	(1,5)	(2,9)	98,9%	(1,5)
<b>EBITDA</b>	<b>206,2</b>	<b>187,1</b>	<b>-9,3%</b>	<b>(19,1)</b>	<b>36,9</b>	<b>30,2</b>	<b>-18,2%</b>	<b>(6,7)</b>
Margem EBITDA (%)	63,0%	62,9%	-0,1p.p.	N/A	59,9%	30,0%	-29,9p.p.	N/A
(+/-) Efeitos Não-Recorrentes	2,8	8,8	210,6%	6,0	0,1	-	-100,0%	(0,1)
(+/-) Efeito MtM (Ganhos e Perdas)	-	-	N/A	-	-	0,1	N/A	0,1
<b>EBITDA Ajustado</b>	<b>209,1</b>	<b>195,9</b>	<b>-6,3%</b>	<b>(13,2)</b>	<b>37,1</b>	<b>30,3</b>	<b>-18,3%</b>	<b>(6,8)</b>
Margem EBITDA Ajustada (%)	63,9%	65,9%	2p.p.	N/A	-191,8%	-127,2%	64,7p.p.	N/A
(-) Depreciação/Amortização	(65,5)	(65,3)	-0,2%	0,1	(21,2)	(19,4)	-8,6%	1,8
(+/-) Resultado Financeiro	(52,6)	(44,8)	-14,9%	7,9	(52,2)	(37,0)	-29,0%	15,1
(-) Impostos	(13,9)	(19,8)	42,6%	(5,9)	(2,0)	(4,8)	135,9%	(2,7)
<b>Lucro (Prejuízo) Líquido Reportado</b>	<b>74,2</b>	<b>57,1</b>	<b>-23,0%</b>	<b>(17,1)</b>	<b>(38,5)</b>	<b>(30,9)</b>	<b>-19,5%</b>	<b>7,5</b>
Margem Líquida (%)	22,7%	19,2%	-3,5p.p.	N/A	-62,4%	-30,7%	31,6p.p.	N/A

DRE	Echoenergia (Part. + Cresc.)			
	3T24	3T25	Δ%	Δ
<b>Receita Líquida</b>	<b>388,9</b>	<b>398,0</b>	<b>2,3%</b>	<b>9,1</b>
(-) Compra de Energia	(53,3)	(84,0)	57,6%	(30,7)
(+/-) Efeito MtM (Ganhos e Perdas)	-	(0,1)	N/A	(0,1)
<b>Lucro Bruto de Energia</b>	<b>335,6</b>	<b>313,9</b>	<b>-6,4%</b>	<b>(21,6)</b>
Custos e Despesas Operacionais	(92,4)	(96,6)	4,6%	(4,2)
(-) Custo de Operação e Produção de Energia	(78,8)	(77,9)	-1,2%	1,0
(-) Despesas Operacionais e Administrativas	(13,6)	(18,8)	38,6%	(5,2)
<b>EBITDA</b>	<b>243,2</b>	<b>217,3</b>	<b>-10,6%</b>	<b>(25,9)</b>
Margem EBITDA (%)	62,5%	54,6%	-7,9p.p.	N/A
(+/-) Efeitos Não-Recorrentes	3,0	8,8	197,6%	5,8
(+/-) Efeito MtM (Ganhos e Perdas)	-	0,1	N/A	0,1
<b>EBITDA Ajustado</b>	<b>246,1</b>	<b>226,2</b>	<b>-8,1%</b>	<b>(20,0)</b>
Margem EBITDA Ajustada (%)	63,3%	56,8%	-6,5p.p.	N/A
(-) Depreciação/Amortização	(86,7)	(84,7)	-2,3%	2,0
(+/-) Resultado Financeiro	(104,8)	(81,8)	-22,0%	23,0
(-) Impostos	(15,9)	(24,6)	54,4%	(8,7)
<b>Lucro (Prejuízo) Líquido Reportado</b>	<b>35,8</b>	<b>26,2</b>	<b>-26,8%</b>	<b>(9,6)</b>
Margem Líquida (%)	9,2%	6,6%	-2,6p.p.	N/A

**LUCRO BRUTO DE ENERGIA - ECHOENERGIA**

O Lucro Bruto de Energia da Echoenergia foi de R\$ 313,9 milhões no 3T25, uma redução de 6,4% quando comparado ao mesmo período do ano passado, ou de R\$ 21,6 milhões. O lucro bruto foi afetado principalmente pela menor geração registrada no período.

## **CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS - ECHOENERGIA**

Os custos e despesas operacionais da Echoenergia totalizaram R\$ 96,6 milhões no 3T25 e ajustando por efeitos não recorrentes, os custos e despesas operacionais totalizaram R\$ 87,8 milhões no 3T25, uma redução de 1,8%, ou R\$ 1,6 milhões comparado ao 3T24.

## **RESULTADO FINANCEIRO - ECHOENERGIA**

O resultado financeiro líquido da Echoenergia registrado no 3T25 foi de R\$ 81,8 milhões negativos, valor R\$ 23,0 milhões superior quando comparado ao 3T24, reflexo da melhora na linha de rendas financeiras, impactadas pela maior posição de caixa no trimestre, além do maior CDI do período.

## PROFORMA – ECHOENERGIA + EQUATORIAL RENOVÁVEIS

Abaixo apresentamos o desempenho econômico-financeiro da Echoenergia em uma visão proforma combinando o resultado da Equatorial Renováveis S.A. (antiga Solenergias), veículo de comercialização do grupo, o qual é atualmente consolidado, na visão societária, sob a Equatorial Serviços.

DRE	Echoenergia (Part. + Cresc.)				EQTL Renováveis			
	3T24	3T25	Δ%	Δ	3T24	3T25	Δ%	Δ
<b>Receita Líquida</b>	<b>388,9</b>	<b>398,0</b>	<b>2,3%</b>	<b>9,1</b>	<b>185,0</b>	<b>732,0</b>	<b>295,6%</b>	<b>546,9</b>
(-) Compra de Energia	(53,3)	(84,0)	57,6%	(30,7)	(193,8)	(746,9)	285,5%	(553,2)
(+/-) Efeito MtM (Ganhos e Perdas)	-	(0,1)	N/A	(0,1)	(20,5)	13,9	-167,7%	34,4
<b>Lucro Bruto de Energia</b>	<b>335,6</b>	<b>313,9</b>	<b>-6,4%</b>	<b>(21,6)</b>	<b>(29,3)</b>	<b>(1,1)</b>	<b>-96,3%</b>	<b>28,2</b>
Custos e Despesas Operacionais	(92,4)	(96,6)	4,6%	(4,2)	(9,1)	(13,2)	45,7%	(4,1)
(-) Custo de Operação e Produção de Energia	(78,8)	(77,9)	-1,2%	1,0	(7,1)	(12,1)	69,9%	(5,0)
(-) Despesas Operacionais e Administrativas	(13,6)	(18,8)	38,6%	(5,2)	(2,0)	(1,2)	-40,8%	0,8
<b>EBITDA</b>	<b>243,2</b>	<b>217,3</b>	<b>-10,6%</b>	<b>(25,9)</b>	<b>(38,4)</b>	<b>(14,3)</b>	<b>-62,7%</b>	<b>24,0</b>
Margem EBITDA (%)	62,5%	54,6%	-7,9p.p.	N/A	-20,7%	-2,0%	18,8p.p.	N/A
(-+/-) Efeitos Não-Recorrentes	3,0	8,8	197,6%	5,8	-	-	N/A	-
(-+/-) Efeito MtM (Ganhos e Perdas)	-	0,1	N/A	0,1	20,5	(12,7)	-161,9%	(33,3)
<b>EBITDA Ajustado</b>	<b>246,1</b>	<b>226,2</b>	<b>-8,1%</b>	<b>(20,0)</b>	<b>(17,8)</b>	<b>(27,0)</b>	<b>51,6%</b>	<b>(9,2)</b>
Margem EBITDA Ajustada (%)	63,3%	56,8%	-6,5p.p.	N/A	-9,6%	-3,7%	5,9p.p.	N/A
(-) Depreciação/Amortização	(86,7)	(84,7)	-2,3%	2,0	(0,0)	(0,1)	1145,5%	(0,1)
(+/-) Resultado Financeiro	(104,8)	(81,8)	-22,0%	23,0	0,6	1,1	79,9%	0,5
(-) Impostos	(15,9)	(24,6)	54,4%	(8,7)	9,3	(4,3)	-146,7%	(13,6)
<b>Lucro (Prejuízo) Líquido Reportado</b>	<b>35,8</b>	<b>26,2</b>	<b>-26,8%</b>	<b>(9,6)</b>	<b>(28,5)</b>	<b>(17,7)</b>	<b>-38,1%</b>	<b>10,9</b>
Margem Líquida (%)	9,2%	6,6%	-2,6p.p.	N/A	-15,4%	-2,4%	13p.p.	N/A

DRE	Proforma (Echoenergia + EQTL Renováveis)			
	3T24	3T25	Δ%	Δ
<b>Receita Líquida</b>	<b>573,9</b>	<b>1.129,9</b>	<b>96,9%</b>	<b>556,1</b>
(-) Compra de Energia	(247,1)	(830,9)	236,3%	(583,9)
(+/-) Efeito MtM (Ganhos e Perdas)	(20,5)	13,8	-167,4%	34,4
<b>Lucro Bruto de Energia</b>	<b>306,3</b>	<b>312,9</b>	<b>2,1%</b>	<b>6,6</b>
Custos e Despesas Operacionais	(101,5)	(109,9)	8,3%	(8,4)
(-) Custo de Operação e Produção de Energia	(85,9)	(89,9)	4,6%	(4,0)
(-) Despesas Operacionais e Administrativas	(15,5)	(20,0)	28,5%	(4,4)
<b>EBITDA</b>	<b>204,8</b>	<b>203,0</b>	<b>-0,9%</b>	<b>(1,8)</b>
Margem EBITDA (%)	35,7%	18,0%	-17,7p.p.	N/A
(-+/-) Efeitos Não-Recorrentes	3,0	8,8	197,6%	5,8
(-+/-) Efeito MtM (Ganhos e Perdas)	20,5	(12,7)	-161,7%	(33,2)
<b>EBITDA Ajustado</b>	<b>228,3</b>	<b>199,1</b>	<b>-12,8%</b>	<b>(29,2)</b>
Margem EBITDA Ajustada (%)	39,8%	17,6%	-22,2p.p.	N/A
(-) Depreciação/Amortização	(86,7)	(84,8)	-2,2%	1,9
(+/-) Resultado Financeiro	(104,2)	(80,7)	-22,5%	23,5
(-) Impostos	(6,7)	(28,9)	333,3%	(22,2)
<b>Lucro (Prejuízo) Líquido Reportado</b>	<b>7,3</b>	<b>8,5</b>	<b>17,6%</b>	<b>1,3</b>
Margem Líquida (%)	1,3%	0,8%	-0,5p.p.	N/A

Para retornar ao Sumário, clique [aqui](#).

**SANEAMENTO**

Indicadores Operacionais - Água	3T24	3T25	Δ% vs 3T24
Economias faturadas (mil)	89,796	98,447	9,6%
Volume Faturado (mil m <sup>3</sup> )	5.364	5.451	1,6%
Índice de cobertura (%)	58,9%	70,0%	11,1 p.p.
Índice de Perda da Distribuição (%)	61,18%	62,89%	1,7 p.p.
Indicadores Operacionais - Esgoto	3T24	3T25	Δ% vs 3T24
Economias faturadas (mil)	18,148	19,235	6,0%
Volume Faturado (mil m <sup>3</sup> )	982	1.061	8,1%
Índice de cobertura (%)	13,8%	15,3%	1,5 p.p.

As informações operacionais foram divulgadas no release operacional da companhia. Para acessar o documento, [clique aqui](#).

**DESEMPENHO FINANCEIRO**

Demonstração de Resultado	3T24	3T25	Δ%	Δ
<b>R\$ milhões</b>				
<b>Receita Operacional</b>	<b>68,1</b>	<b>42,3</b>	<b>-37,9%</b>	<b>-25,9</b>
Abastecimento de água e serviços de esgoto	25,1	26,4	5,5%	1,4
Receita de construção	40,7	14,1	-65,3%	-26,6
Outras receitas	2,3	1,7	-26,6%	-0,6
<b>Deduções à receita operacional</b>	<b>(2,5)</b>	<b>(2,6)</b>	<b>2,6%</b>	<b>-0,1</b>
<b>Receita operacional líquida</b>	<b>65,6</b>	<b>39,7</b>	<b>-39,5%</b>	<b>-25,9</b>
Custos de construção	(40,7)	(14,1)	-65,3%	26,6
<b>Custo da Operação</b>	<b>(23,6)</b>	<b>(23,4)</b>	<b>-0,8%</b>	<b>0,2</b>
<b>PMSO</b>	<b>(14,7)</b>	<b>(17,1)</b>	<b>16,8%</b>	<b>-2,5</b>
<i>Pessoal</i>	(7,7)	(5,2)	-32,5%	2,5
<i>Material</i>	(2,1)	(2,2)	4,3%	-0,1
<i>Serviços de terceiros</i>	(1,9)	(4,7)	150,2%	-2,8
<i>Outros</i>	(2,9)	(5,0)	70,2%	-2,1
PDD/Provisões	(8,9)	(4,8)	-46,1%	4,1
Outras Receitas e Despesas Operacionais	-	(1,5)	N/A	-1,5
<b>EBITDA</b>	<b>1,3</b>	<b>2,2</b>	<b>68,2%</b>	<b>0,9</b>
Depreciação e amortização	(7,4)	(8,5)	13,9%	-1,0
<b>Resultado financeiro</b>	<b>(37,8)</b>	<b>(39,0)</b>	<b>3,1%</b>	<b>-1,2</b>
Receita financeira	1,3	1,2	-8,9%	-0,1
Despesa financeira	(39,1)	(40,2)	2,7%	-1,0
Tributos	-	-	N/A	0,0
<b>Resultado do exercício</b>	<b>(44,0)</b>	<b>(45,3)</b>	<b>3,0%</b>	<b>-1,3</b>

## RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA

No 3T25, a receita operacional líquida da CSA atingiu R\$ 39,7 milhões. Desconsiderando a receita de construção dos períodos, a Receita Operacional Líquida apresenta um crescimento de R\$ 0,7 milhões, ou 3%, refletindo o maior volume hidrometrado e o aumento da tarifa média entre períodos.

## CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS

O PMSO do período atingiu R\$ 17,1 milhões, R\$ 2,5 milhões maior que o mesmo período do ano anterior, influenciado principalmente pelo aumento na linha de outros relativo ao aumento dos custos de energia elétrica.

A PECLD no trimestre atingiu R\$ 4,8 milhões, valor R\$ 4,1 milhões menor que o mesmo período do ano anterior, com um índice de PECLD/ROB de 17,1% no 3T25.

## RESULTADO FINANCEIRO

No 3T25, o resultado financeiro foi de R\$ 39,0 milhões, valor em linha com o 3T24 (R\$ 37,8 milhões).

Para retornar ao Sumário, clique [aqui](#)

**EQUATORIAL SERVIÇOS**

Demonstração de Resultado	3T24	3T25	Δ%	Δ
<b>R\$ milhões</b>				
<b>Receita Operacional Bruta</b>	<b>255,5</b>	<b>929,3</b>	<b>263,8%</b>	<b>673,8</b>
Deduções	(14,4)	(105,5)	632,5%	(91,1)
<b>Receita operacional líquida</b>	<b>241,1</b>	<b>823,8</b>	<b>241,8%</b>	<b>582,8</b>
Custos Operacionais	(199,8)	(748,8)	274,9%	(549,1)
Despesas Operacionais	(67,1)	(68,2)	1,6%	(1,1)
<b>EBITDA</b>	<b>(25,8)</b>	<b>6,8</b>	<b>-126,4%</b>	<b>32,6</b>
<i>Margem EBITDA</i>	<i>-10,7%</i>	<i>0,8%</i>	<i>-107,7%</i>	
(-/) Efeito MtM (Ganhos e Perdas)	22,7	8,1	-64,3%	(14,6)
<b>EBITDA Ajustado</b>	<b>(3,2)</b>	<b>14,9</b>	<b>-570,7%</b>	<b>18,1</b>
Depreciação e Amortização	(4,3)	(7,4)	74,9%	(3,2)
<b>Resultado do serviço (EBIT)</b>	<b>(30,1)</b>	<b>(0,6)</b>	<b>-97,9%</b>	<b>29,4</b>
Resultado financeiro	(5,4)	0,3	-105,0%	5,7
Equivalencia	15,3	2,1	-86,3%	(13,2)
Tributos	5,1	(8,7)	-268,6%	(13,8)
<b>Lucro Líquido</b>	<b>(15,1)</b>	<b>(6,9)</b>	<b>-53,9%</b>	<b>8,1</b>
<b>Lucro Líquido Ajustado</b>	<b>(10,8)</b>	<b>13,5</b>	<b>-224,9%</b>	<b>24,4</b>

**DESEMPENHO FINANCEIRO**

As variações da receita e dos custos da Equatorial Serviços reflete, principalmente, da comercializadora do grupo, que negocia os contratos de energia dos projetos solares de Ribeiro Gonçalves e Barreiras I, e por isso possuem uma maior receita de vendas e um maior custo de compra de energia no período.

O EBITDA Ajustado do período foi de R\$ 14,9 milhões.

Para retornar ao Sumário, clique [aqui](#)

## **SERVIÇOS PRESTADOS PELO AUDITOR INDEPENDENTE**

Por fim, a Companhia não contratou da Ernst & Young Auditores Independentes S/S Ltda., seu auditor externo, para outros serviços além da auditoria independente e serviços por exigência da ANEEL. A política de contratação adotada pela Companhia atende aos princípios que preservam a independência do auditor, de acordo com as normas vigentes, que principalmente determinam que o auditor não deve auditar o seu próprio trabalho, nem exercer funções gerenciais no seu cliente ou promover os seus interesses.

As seguintes informações não foram revisadas pelos auditores independentes: i) dados operacionais; ii) informações financeiras pro-forma, bem como a comparação destas informações com os resultados societários do período; e iii) expectativas da administração quanto ao desempenho futuro das companhias.

Para retornar ao Sumário, clique [aqui](#)