



**Release
de
Resultados
4T25**



EQTL B3
LISTED NM

[B]³
BRASIL
BOLSA
BALCÃO

Por você hoje.
Pelo futuro todo dia.

GRUPO
equatorial

Brasília, 25 de março de 2026 – A Equatorial S.A., *holding multi-utilities*, com atuação nos segmentos de Distribuição, Transmissão, Geração, Comercialização, Serviços, Saneamento e Telecom (B3: EQTL3; USOTC: EQUQY), anuncia os resultados do quarto trimestre de 2025 (4T25) e acumulado 2025.

EBITDA Consolidado Ajustado cresce 10,5%, R\$ 3,5 bilhões no período (vs. 4T24)¹

Avanço nos indicadores de qualidade, crescimento de mercado e melhora da alavancagem

- **Qualidade da Operação** – Atingimento do DEC contratual da **CEEE-D** e DEC regulatório de **Alagoas** e redução do **DEC no 4T25 vs 4T24, em todas as distribuidoras do grupo.**
- **Aumento** consolidado de **volume de energia** Faturada + Compensada de GD II e III de **4,0%**.
- **Perdas totais consolidadas** abaixo do nível regulatório, com a metodologia atualizada pela CP09 (18,1%, 0,8 p.p. abaixo do regulatório)
- **Equivalência Patrimonial** da **SABESP** atingiu **R\$ 394 milhões** no trimestre.
- **Investimentos consolidados** totalizaram cerca de **R\$ 2,9 bilhões** no 4T25.
- Relação **Dívida Líquida / EBITDA consolidado** na visão *covenant*, encerrou o trimestre em **2,6x** (Ex-ganho de capital da venda da Transmissão a relação Dívida Líquida/EBITDA é de 3,0x).
- **Disponibilidade e Aplicações** do período atingiram **R\$ 11,2 bilhões, 2,5x** da dívida **de curto prazo.**
- **Declaração total de JCP** no montante de R\$ 1,987 bilhão (R\$ 1,58/ação), dos quais R\$ 1,819 bilhão já foram pagos (R\$ 1,45/ação), representando um *payout* de 185% do lucro distribuível.
- Capitalização de reservas de lucros em **R\$ 9,5 bilhões².**
- **R\$ 19,5 bilhões captados** em 2025, com alongamento do prazo médio da dívida de 5,4 anos em 2024 para 6 anos e o spread médio, somente das dívidas em CDI, reduziu em 40 bps (CDI + 1,12% a.a para CDI + 0,71% a.a).
- **Aprovação de novo pleito para o benefício SUDAM na Equatorial PA**, com prazo aprovado até **2034.**
- **Closing da venda da Equatorial Transmissão**, com contabilização de um ganho de capital de R\$ 2,2 bilhões. A operação gerou um *equity value* + redução de capital totalizando R\$ 6,4 bilhões, que juntamente com o caixa, foram direcionados para: (i) pré-pagamento de dívidas na holding (inclui nota comercial da SABESP) e CSA, totalizando R\$ 2,7 bilhões; (ii) resgate antecipado das classes A e B das ações preferenciais da Equatorial Distribuição R\$ 2,6 bilhões e (iii) distribuição de JCP de R\$ 1,8 bilhão.
- Após a venda do segmento de **Transmissão**, todo o resultado de 2025 foi transferido para a linha de **Operações Descontinuadas.**
- **Contabilização da RTE PI** de 2019, que teve efeito de R\$ 212 milhões no EBITDA e R\$ 188 milhões no resultado financeiro.
- **Contabilização de contingências (GO):** decorrente da conclusão do trabalho de reavaliação das contingências, que resultou em um impacto positivo no consolidado de R\$ 42 milhões no EBITDA, R\$ 57 milhões no resultado financeiro e R\$ 99 milhões no lucro antes do IR, efeito este mais atenuado na holding em função das reversões associadas ao PPA; na operação de GO, por sua vez, foram constituídas provisões adicionais, com impacto de R\$ 137 milhões no EBITDA, R\$ 387 milhões no resultado financeiro e R\$ 525 milhões no LAIR.
- **Registro de Impairment** de R\$ 3.547 milhões no total, sendo R\$ 3.239 milhões referentes à Echoenergia, dos quais R\$ 2.359 milhões são mais valia na holding e R\$ 879 milhões nos investimentos da Echo Crescimento e Echo Participações.

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

² Na data, a Companhia possuía 1.258.238.581 ações em circulação.

PRINCIPAIS MACROINDICADORES

Destaques Financeiros	4T24	4T25	Δ%	Δ	2024	2025	Δ%	Δ
R\$ milhões								
Receita operacional líquida (ROL)	12.618	14.418	14,3%	1.800	45.367	52.074	14,8%	6.707
EBITDA ajustado	3.204	3.541	10,50%	337	10.924	12.190	11,6%	1.267
Margem EBITDA (%ROL)	25,4%	24,6%	-0,8 p.p.		24,1%	23,4%	-0,7 p.p.	
Lucro líquido ajustado	1.011	802	-20,7%	(209)	2.522	2.646	4,9%	123
Margem líquida (%ROL)	8,0%	5,6%	-2,4 p.p.		5,6%	5,1%	-0,5 p.p.	
Investimentos	2.696	2.927	8,6%	231	8.896	10.985	23,5%	2.088
Dívida líquida	42.515	41.926	-1,4%	(589)	42.515	41.926	-1,4%	(589)
Dívida líquida/EBITDA (12m - Covenants)	3,3	2,6	-0,7x		3,3	2,6	-0,7x	
Disponibilidade / Dívida de curto prazo	2,2	2,5	0,4x		2,2	2,5	0,4x	

Sumário

Sumário	4
DESEMPENHO FINANCEIRO CONSOLIDADO	6
MARGEM BRUTA AJUSTADA.....	7
CUSTOS E DESPESAS	9
EBITDA.....	12
RESULTADO FINANCEIRO	14
LUCRO LÍQUIDO.....	16
ENDIVIDAMENTO	18
INVESTIMENTOS.....	20
ESG (Environmental, Social and Governance)	21
DISTRIBUIÇÃO.....	22
DESEMPENHO COMERCIAL	22
DESEMPENHO OPERACIONAL	24
DESEMPENHO FINANCEIRO.....	25
MARGEM BRUTA	25
EBITDA.....	29
EFEITOS NÃO RECORRENTES EBITDA.....	30
RESULTADO FINANCEIRO	31
LUCRO LÍQUIDO.....	31
INVESTIMENTOS.....	31
IMPOSTOS	32
RENOVÁVEIS.....	33
DESEMPENHO OPERACIONAL	33
DESEMPENHO FINANCEIRO.....	36
SANEAMENTO	39
DESEMPENHO FINANCEIRO.....	39
EQUATORIAL SERVIÇOS	41
SERVIÇOS PRESTADOS PELO AUDITOR INDEPENDENTE	42

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.

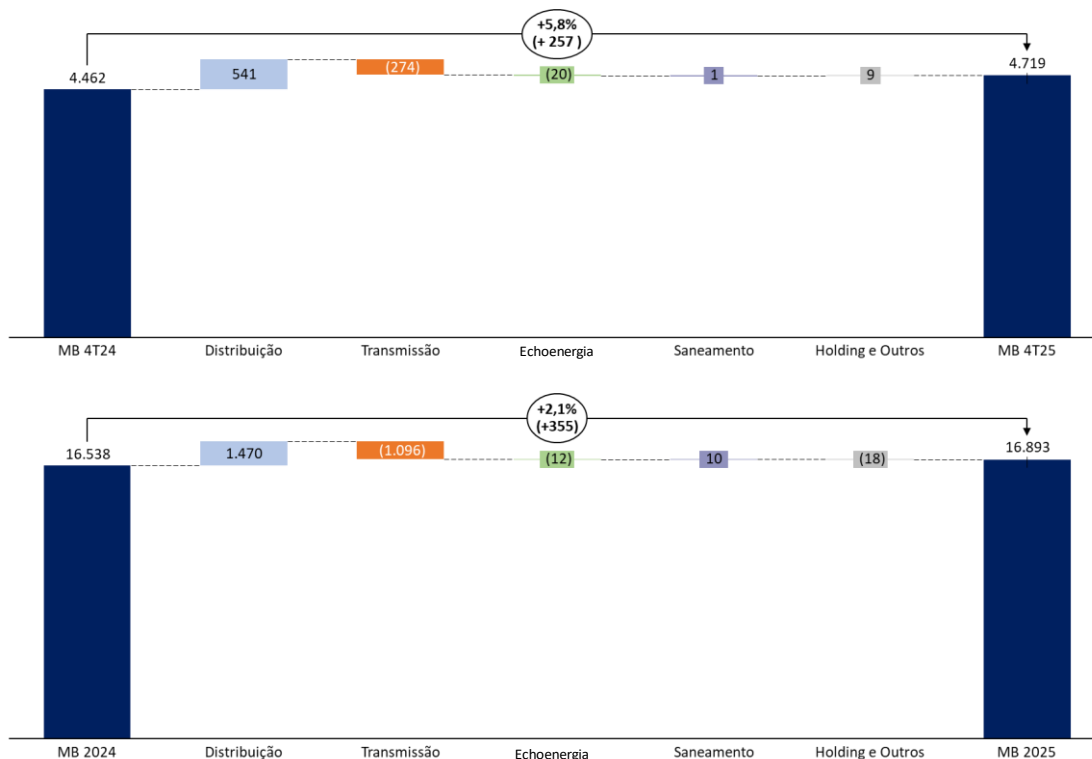
Critérios contábeis adotados:

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	4T24	4T25	Δ%	Δ	2024	2025	Δ%	Δ
R\$ milhões								
Receita operacional bruta (ROB)	16.736	19.734	17,9%	2.999	61.506	69.950	13,7%	8.444
Receita operacional líquida (ROL)	12.618	14.418	14,3%	1.800	45.367	52.074	14,8%	6.707
Custos	(8.376)	(9.333)	11,4%	(957)	(28.128)	(34.284)	21,9%	(6.156)
Margem Bruta	4.242	5.085	19,9%	843	17.239	17.789	3,2%	551
Margem Bruta Ajustada	4.462	4.719	5,8%	257	16.538	16.893	2,1%	355
Custo e despesas operacionais	(1.487)	(1.391)	-6,5%	96	(5.755)	(4.509)	-21,7%	1.247
Outras receitas/despesas operacionais	176	(1.629)	-1027,9%	(1.805)	(90)	(2.005)	2131,3%	(1.915)
Equivalencia patrimonial	263	416	58,4%	153	265	1.260	375,8%	995
EBITDA	2.930	2.064	-29,5%	(866)	11.394	11.276	-1,0%	(118)
EBITDA Ajustado	3.204	3.541	10,5%	337	10.924	12.190	11,6%	1.267
Depreciação	(618)	(817)	32,3%	(199)	(2.185)	(2.755)	26,1%	(569)
Amortização de ágio	(143)	(170)	18,9%	(27)	(572)	(384)	-32,9%	188
Resultado do serviço (EBIT)	2.170	1.077	-50,3%	(1.092)	8.636	8.137	-5,8%	(500)
Resultado financeiro	(1.332)	(1.404)	5,4%	(72)	(4.741)	(5.682)	19,9%	(941)
Resultado financeiro ajustado	(1.324)	(1.499)	13,2%	(175)	(4.726)	(5.876)	24,3%	(1.150)
Lucro antes da tributação (EBT)	838	(326)	-138,9%	(1.164)	3.896	2.455	-37,0%	(1.441)
IR/CSLL	665	132	-80,1%	(532)	(128)	(422)	229,9%	(294)
Participações minoritárias	(239)	(319)	33,2%	(79)	(956)	(826)	-13,7%	131
Operações Descontinuadas		92				471		
Lucro líquido Ex Minoritários	1.264	(420)	-133,3%	(1.684)	2.812	1.678	-40,3%	(1.133)
Lucro líquido Ajustado	1.011	802	-20,7%	(209)	2.522	2.646	4,9%	123
Investimentos	2.696	2.927	8,6%	231	8.896	10.985	23,5%	2.088

MARGEM BRUTA AJUSTADA

De forma consolidada, a Margem Bruta ajustada do grupo Equatorial no 4T25 apresentou um crescimento de 5,8% em comparação ao 4T24, totalizando R\$ 4,7 bilhões, já excluindo os efeitos da receita de construção e os efeitos IFRS (VNR, IFRS 9 e MtM).

O resultado é explicado, principalmente, pelo aumento da margem bruta do segmento de Distribuição (R\$ 541 milhões), em função do crescimento de margem da Equatorial Goiás (R\$ 205 milhões), da Equatorial Maranhão (R\$ 163 milhões), da CEEE-D (R\$ 79 milhões), da Equatorial Pará (R\$ 46 milhões) e da Equatorial Alagoas (R\$ 38 milhões). No segmento de Transmissão, o efeito negativo de R\$ 274 milhões é decorrente da venda dos ativos no 4T25, deixando de ser consolidada para efeito de resultado.

O resultado também foi impactado pela menor margem bruta da Echoenergia (- R\$ 20 milhões), influenciada pela menor geração registrada no período. Destaca-se também o crescimento do segmento Holding e Outros, alavancado pela Equatorial Serviços (R\$ 9 milhões).

Na margem bruta anual, apresentamos um crescimento de 2,1% na comparação com o ano de 2024, atingindo R\$ 16,9 bilhões, todo o resultado do segmento de Transmissão em 2025 foi classificado na linha de operações descontinuadas. Em uma visão Mesmos Ativos, desconsiderando a Transmissão em 2024, a variação da margem teria sido de 9,4%, passando de R\$ 15,4 bilhões para R\$ 16,9 bilhões.

Neste trimestre, a variação de mercado impactou a margem da distribuição em R\$ 159 milhões, enquanto as variações de tarifa e o delta perdas adicionaram R\$ 252 milhões e R\$ 85 milhões, respectivamente. A variação da Renda Não Faturada foi positiva em R\$ 63 milhões.

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

Não Recorrentes Margem Bruta Ajustada	Distribuição	Echoenergia	Saneamento	Outros	PPAs	4T25 Total
Receita Operacional	-	-	-	-	-	-
Deduções da receita operacional	(212)	-	-	-	-	(212)
RTE - Piauí	(212)	-	-	-	-	-
Receita Operacional líquida	(212)	-	-	-	-	(212)
Ajustes IFRS (VNR/MtM)	(96)	-	-	(58)	-	(154)
Margem Bruta Ajustada	(308)	-	-	(58)	-	(366)

Abaixo o detalhamento dos efeitos não recorrentes que impactam a Margem Bruta:

Deduções da Receita Operacional:

- (i) *RTE PI: Reconhecimento do efeito decorrente do recálculo dos processos tarifários de 2019 a 2025, no âmbito da Revisão Tarifária Extraordinária do Piauí;*
- (ii) *Ajustes IFRS (VNR / MtM): Valor referente à atualização do ativo financeiro. No segmento Outros, o montante refere-se ao ajuste de marcação a mercado (MtM) dos contratos da comercializadora, refletindo o impacto da marcação a mercado das operações de trading.*

CUSTOS E DESPESAS

Custos Operacionais	4T24	4T25	Δ%	Δ	2024	2025	Δ%	Δ
R\$ milhões								
(+) Pessoal	331	434	31%	103	1.244	1.451	17%	207
(+) Material	70	39	-44%	(31)	225	194	-14%	(31)
(+) Serviço de terceiros	789	819	4%	30	2.829	2.943	4%	114
(+) Outros	283	30	-89%	(252)	699	330	-53%	(369)
(=) PMSO Reportado	1.473	1.323	-10,2%	(151)	4.998	4.919	-1,6%	(79)
<i>Ajustes</i>	(239)	(167)	-30%	72	(318)	(328)	3%	(10)
PMSO Ajustado	1.234	1.156	-6,4%	(79)	4.680	4.591	-1,9%	(89)
(+) Provisões	252	470	87%	218	947	755	-20%	(192)
(+) Sistemas Isolados e Subv. CCC	25	15	-41%	(10)	76	94	24%	19
(+) Outras receitas/despesas operacionais	(176)	1.629	-1028%	1.805	90	2.005	2131%	1.915
(+) Depreciação e amortização	618	817	32%	199	2.185	2.755	26%	569
Total	1.953	4.087	109,3%	2.134	7.977	10.200	27,9%	2.223
IPCA (12 meses)							4,26%	
IGPM (12 meses)							-1,05%	

Custos Operacionais	4T24	Δ Distribuição	Δ Echoenergia	Δ Saneamento	Δ Outros*	4T25	Δ%	Δ
R\$ milhões								
(+) Pessoal	331	104	4	(2)	(3)	434	31%	103
(+) Material	70	(29)	(2)	0	0	39	-44%	(31)
(+) Serviço de terceiros	789	24	32	2	(29)	819	4%	30
(+) Outros	283	(94)	(44)	1	(115)	30	-89%	(252)
(=) PMSO Reportado	1.473	6	(10)	0	(147)	1.323	-10%	(151)
<i>Ajustes</i>	(239)	76	2	-	(6)	(167)	-30%	72
PMSO Ajustado	1.234	82	(9)	0	(153)	1.156	-6%	(79)
(+) Provisões	252	283	-	18	(83)	470	87%	218
(+) Sistemas Isolados e Subv. CCC	25	(10)	-	-	-	15	-41%	(10)
(+) Outras receitas/despesas operacionais	(176)	269	839	312	385	1.629	-1028%	1.805
(+) Depreciação e amortização	618	194	2	1	2	817	32%	199
Custos e Despesas Reportado	2.192	742	831	331	157	4.254	94,0%	2.062
IPCA (12 meses)							4,26%	
IGPM (12 meses)							-1,05%	

*Inclui PPAs e Eliminações

O PMSO Ajustado apresentou uma redução de 6% no comparativo entre trimestres, de R\$ 1.234 milhões para R\$ 1.156 milhões. Como principais efeitos do PMSO Ajustado do trimestre, destacamos:

- (i) Redução de R\$ 153 milhões em Outros, em função da saída do segmento de Transmissão (R\$ 21 milhões) e variação dos efeitos de eliminações contábeis entre trimestres;
- (ii) Aumento de R\$ 82 milhões no segmento de Distribuição, reflexo principalmente dos aumentos de PMSO na Equatorial Pará, Equatorial Maranhão e na CEEE-D.

Na linha de Provisões houve um aumento significativo de 87% em função do movimento das provisões de contingências, sobretudo em Goiás. Adicionalmente, tivemos o efeito da atualização da matriz de provisões nas Distribuidoras, que será mais detalhado na seção de Distribuição.

Em “Outras receitas/despesas operacionais” houve uma variação relevante, em decorrência principalmente do Reconhecimento de provisão para ajuste da recuperação de ativos (“Impairment”), conforme a seguir:

- (i) Echoenergia: Echoenergia Participações (R\$ 272 milhões), Echoenergia Crescimento (R\$ 608 milhões)
- (ii) Saneamento: Valor reconhecido no imobilizado da CSA (R\$ 309 milhões)
- (iii) Outros: Ajuste no valor de Investimento da Holding (R\$ 2.359 milhões) parcialmente compensado pelo ganho de capital da transmissão (R\$ 2.229 milhões).
- (iv) Distribuição: Custo de remoção de R\$ 95 milhões (caixa) e R\$ 86 milhões de provisão de perda de estoque não recorrentes (não caixa)

Vale lembrar que as provisões de *Impairment* não possuem efeito caixa e poderão ser revertidas futuramente, à medida que as condições de mercado apresentem melhoria.

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 Custos	Distribuição	Echoenergia	Saneamento	Outros	PPAs	4T25 Total
Custos e Despesas Operacionais	117	10	-	40	-	167
Serviços de Terceiros	89	-	-	33	-	122
Outros	28	10	-	7	-	45
Provisões	288	-	(12)	6	(182)	100
Revisão de Matriz PECLD/Perdas	76	-	(12)	6	-	69
Contingências	316	-	-	-	(182)	134
Impairment FUNAC	(103)	-	-	-	-	(103)
Sistemas Isolados	(19)	-	-	-	-	(19)
Custos e Despesas	386	10	(12)	46	(182)	248
Outras Receitas/Despesas Operacionais	292	880	312	110	-	1.594

Abaixo o detalhamento dos efeitos não recorrentes:

Custos e Despesas Operacionais:

Serviços de Terceiros

- (i) Honorários de êxito de negociação (R\$ 49 milhões), sendo R\$ 37 milhões em GO de passivos trabalhistas, R\$ 12 milhões na CEEE-D - referente a processo tributário de reversão de multas no passivo de ICMS;
- (ii) Honorários advocatícios e Consultorias no Pará (R\$ 12 milhões);
- (iii) Pagamentos retroativos e pleitos de fornecedores (R\$ 28,4 milhões): MA (R\$ 8,5 milhões) e PA (R\$ 10 milhões) e PI (R\$ 9,4 milhões);
- (iv) Lançamento de consultoria (Holding): R\$ 33 milhões.

Outros

- (i) Multas Regulatórias (GO R\$ 15 milhões / AL R\$ 13 milhões);
- (ii) Baixa de ativos (Echo): Referentes a ações corretivas nos parques eólicos de Echo 2 (R\$ 4,4 milhões) e Conciliação de Saldos de Contas Patrimoniais (R\$ 6 milhões);
- (iii) Serviços: R\$ 7 milhões de Conciliação de Saldos de Contas Patrimoniais.

Provisões

- (i) Revisão da matriz de PECLD/Perdas: R\$ 69,2 milhões, dos quais R\$ 75,6 milhões nas distribuidoras; R\$ 5,6 milhões na Equatorial Serviços (representado na coluna "Outros") e reversão de R\$ 12 milhões na CSA;
- (ii) Contingências de depósitos judiciais no total de R\$ 65 milhões nas demais distribuidoras (ex GO);
- (iii) Contingências referente a processos cíveis e contencioso volume R\$ 10 milhões (PI);
- (iv) Contingências: (GO) R\$ 240 milhões (R\$ 329 milhões de reavaliação de contingências, reversão de R\$ 88,9 milhões de provisão de processo Intrajornada);
- (v) Reversão de Impairment FUNAC na Equatorial GO: R\$ 103,4 milhões, dos quais R\$ 69,6 milhões do processo intrajornada e R\$ 33,8 milhões relativo a ganho de reavaliação de contingências de outros processos;
- (vi) Reversão das Contingências no PPA, sobretudo em GO, de R\$ 182 milhões.

Sistemas Isolados

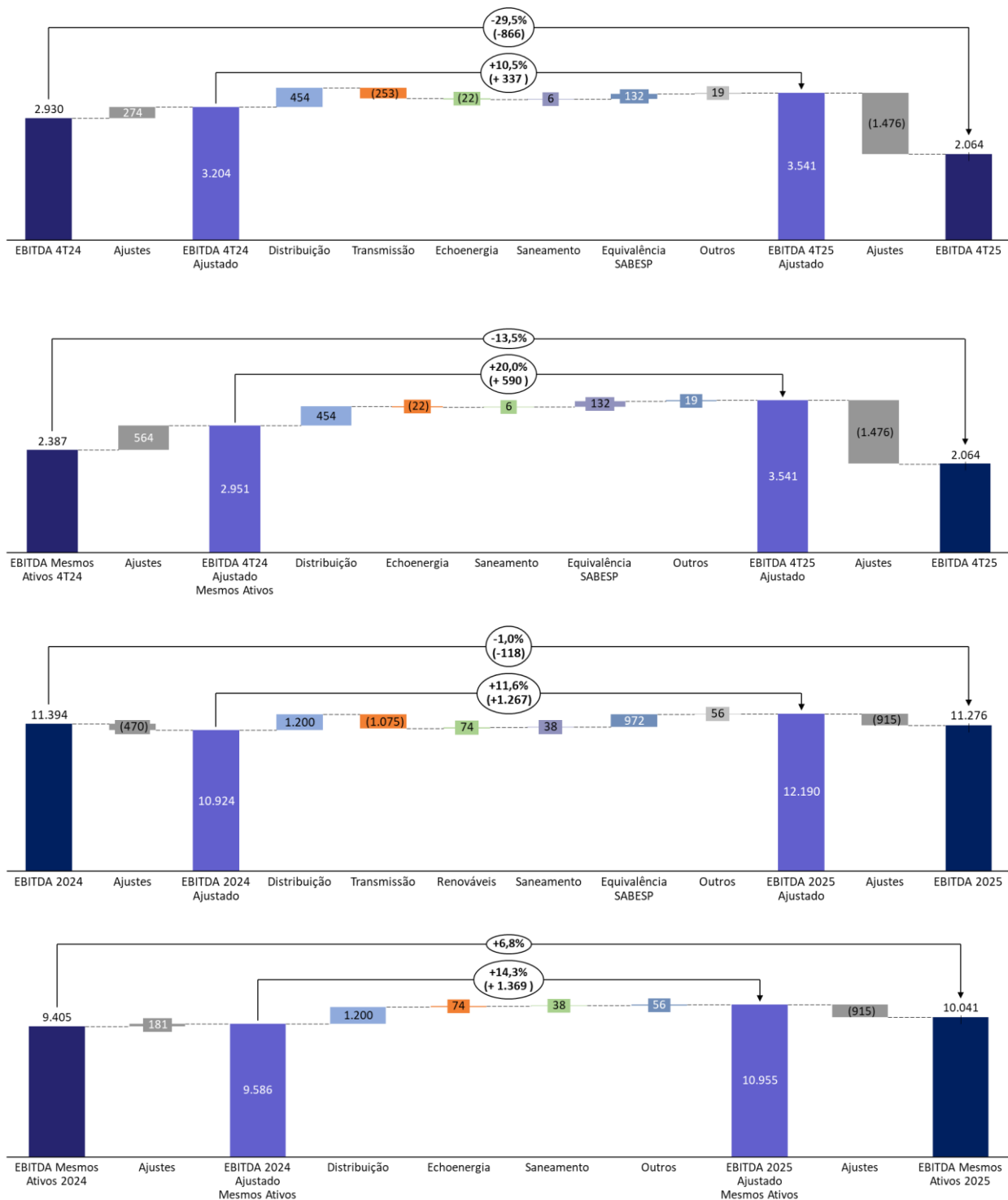
- (i) PA: Despesas com sistemas isolados decorrente de um reembolso de combustível de anos anteriores.

Outras Receitas/Despesas Operacionais

- (i) R\$ 292 milhões nas distribuidoras, dos quais R\$ 95 milhões são custo de remoção de (caixa) e R\$ 86 milhões de desativações não recorrentes (não caixa);*
- (ii) Impairment de Investimento na Echoenergia sendo Echoenergia Participações (R\$ 272 milhões) e Echoenergia Crescimento (R\$ 608 milhões);*
- (iii) Impairment reconhecido no imobilizado da CSA (R\$ 309 milhões);*
- (iv) Efeito consolidado na Holding de Ganho de capital da venda da Transmissão + Impairment mais valia da Echoenergia.*

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

EBITDA



O EBITDA reportado da Equatorial atingiu R\$ 2.064 milhões no 4T25, valor 29,5% inferior ao 4T24, que foi afetado principalmente por: R\$ 3.547 de *Impairment de Ativos*, sendo R\$ 3.238 milhões dos ativos de Echoenergia, R\$ 309 milhões de CSA e R\$ 253 milhões da desconsolidação da transmissão, efeitos parcialmente compensados por R\$ 2.249 milhões do ganho de capital com a venda da transmissão, R\$394 milhões de equivalência da SABESP e melhoria do EBITDA societário da distribuição de R\$ 569 milhões, que inclui R\$ 212 milhões da RTE do PI.

O EBITDA ajustado por efeitos não recorrentes e não caixa alcançou R\$ 3.541 milhões, 10,5% superior ao mesmo período do ano anterior, ou R\$ 337 milhões superior, crescimento explicado principalmente por (i) aumento do segmento de distribuição em R\$ 454 milhões, fruto do crescimento da margem bruta e (ii) efeito da equivalência patrimonial da SABESP, que atingiu R\$ 394 milhões no trimestre, mesmo sendo parcialmente compensado pelo efeito de R\$ 253 milhões da saída do segmento de Transmissão. Este segmento foi classificado como Operação Descontinuada.

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

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

EBITDA	4T24	4T25	Δ%	Δ	2024	2025	Δ%	Δ
R\$ milhões								
EBITDA Equatorial Societário	2.930	2.064	-29,5%	(866)	11.394	11.276	-1,0%	(118)
Ajustes EBITDA	274	1.476	438,8%	1.202	(469)	915	-295,0%	1.384
Não Recorrentes	500	1.630	226,3%	1.131	555	1.695	205,6%	1.140
(-) IFRS9 (Transmissão)	(60)	-	-100,0%	60	(450)	-	-100,0%	450
(-) VNR	(178)	(96)	-45,9%	81	(603)	(689)	14,2%	(86)
(-) MtM	12	(58)	-587,9%	(70)	30	(91)	-403,0%	(121)
EBITDA Equatorial Ajustado	3.204	3.541	10,5%	337	10.924	12.190	11,6%	1.267
Transmissão	(253)				(1.075)			
Equivalência - SABESP					(263)	(1.235)		
EBITDA Ajustado - Mesmos Ativos	2.951	3.541	20,0%	589	9.586	10.955	14,3%	1.369

Na tabela acima também mostramos a visão “Mesmos Ativos”, ajustando os efeitos da Transmissão no trimestre e os efeitos da Transmissão e da Equivalência SABESP no ano e mostramos que a companhia apresentou um crescimento de **20%** de EBITDA no trimestre na visão mesmos ativos.

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

Não Recorrentes EBITDA	Distribuição	Echoenergia	Saneamento	Outros	PPAs	4T25 Total
Margem Bruta	(212)	-	-	-	-	(212)
Custos e Despesas Operacionais	117	10	-	40	-	167
Provisões/PPAs	288	-	(12)	6	(182)	100
Sistemas Isolados	(19)	-	-	-	-	(19)
Custos e Despesas	386	10	(12)	46	(182)	248
Outras Receitas/Despesas Operacionais	292	880	312	110	-	1.594
Ajustes IFRS (VNR/MTM)	(96)			(58)		(154)
Margem Bruta Ajustada	(308)	-	-	(58)	-	(366)
Ajustes EBITDA	370	890	300	98	(182)	1.476

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	4T24	4T25	Δ%	Δ	2024	2025	Δ%	Δ
R\$ milhões								
(+) Rendas Financeiras	432	485	12,4%	54	1.277	1.532	20,0%	255
(+) Acréscimo Moratário - Venda de Energia	157	135	-14,0%	(22)	488	535	9,7%	47
(+) Encargos da dívida	(1.692)	(1.956)	15,6%	(264)	(5.586)	(7.067)	26,5%	(1.481)
(+) Encargos CVA	(14)	221	-1667,8%	235	(90)	249	-377,1%	338
(+) AVP - Comercial	(30)	4	-111,9%	34	(7)	(3)	-64,0%	5
(+) Contingências	(7)	(349)	5083,5%	(343)	(210)	(410)	95,6%	(200)
(+) Outras Receitas / Despesas	(178)	57	-131,9%	235	(613)	(518)	-15,5%	95
Resultado financeiro	(1.332)	(1.404)	5,4%	(72)	(4.741)	(5.682)	19,8%	(941)
(-/+ Efeitos Não Recorrentes	(126)	(140)	11,0%	(14)	(119)	(238)	100,6%	(119)
(-/+ Efeitos Não Caixa	134	44	-66,8%	(89)	139	44	-68,0%	(95)
Resultado financeiro ajustado	(1.324)	(1.499)	13,2%	(175)	(4.721)	(5.876)	24,5%	(1.155)

Resultado Financeiro líquido	4T24	Δ Distribuição	Δ Transmissão	Δ Echoenergia	Δ Outros	4T25	Δ%	Δ
R\$ milhões								
(+) Rendas Financeiras	432	155	(51)	17	(67)	485	12,4%	54
(+) Acréscimo Moratário - Venda de Energia	157	(23)	-	1	1	135	-14,0%	(22)
(+) Encargos da dívida	(1.692)	(478)	121	17	77	(1.956)	15,6%	(264)
(+) Encargos CVA	(14)	235	-	-	-	221	-1667,8%	235
(+) AVP - Comercial	(30)	35	-	-	(1)	4	-111,9%	34
(+) Contingências	(7)	(787)	-	-	444	(349)	5083,5%	(343)
(+) Outras Receitas / Despesas	(178)	113	3	12	107	57	-131,9%	235
Resultado financeiro	(1.332)	(751)	73	46	561	(1.404)	5,4%	(72)
(-/+ Efeitos Não Recorrentes	(126)					(140)		
(-/+ Efeitos Não Caixa	134					44		
Resultado financeiro ajustado	(1.324)					(1.499)	13,2%	(175)

De forma consolidada, o resultado financeiro reportado da Companhia atingiu R\$ 1.404 milhões negativos contra R\$ 1.332 milhões negativos no 4T24, enquanto resultado financeiro ajustado por efeitos não recorrentes e não caixa no 4T25 foi de R\$ 1.499 milhões negativos, 13,2% maior em relação ao 4T24. A piora no resultado financeiro do trimestre é explicada, principalmente, pelo aumento do CDI, principal indexador da dívida (2,68% no 4T24 vs 3,59% no 4T25).

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

Não Recorrentes Resultado Financeiro	Distribuição	Echoenergia	Saneamento	Outros	PPAs	4T25 Total
Contingências	620				(444)	175
RTE Piauí	(188)					(188)
Multas/Juros ICMS	(106)					
Outras Receitas/Despesas	(21)					(21)
Resultado Financeiro	305	-	-	-	(444)	(140)
Não Caixa	Distribuição	Echoenergia	Saneamento	Outros	PPAs	4T25 Total
Atualização das PNs				44		

Abaixo o detalhamento dos efeitos não recorrentes e não caixa:

- (i) *Contingências: Movimentação da Equatorial Goiás: sendo R\$ 619 milhões com constituição de provisão devido o processo de reavaliação de contingências, o que foi parcialmente compensado por uma reversão de processos de intrajornada que totalizou R\$ 232 milhões e pelos ajustes de PPA GO R\$ 444 milhões na linha de PPAs. Na Equatorial Piauí, houve efeito de R\$ 163 milhões, em função de movimentação de processos, com a reclassificação de possível para provável. Além disso, R\$ 69 milhões referente a reavaliação dos processos de contingências de depósitos judiciais para todas as distribuidoras (ex. GO);*

- (ii) *RTE PI: Atualização financeira do reconhecimento da RTE de 2019 da Equatorial Piauí (R\$ 188 milhões);*
- (iii) *Multa/Juros ICMS: Reversão da multa moratória aplicada no momento da constituição do passivo de ICMS da CEEE-D, ajustada ao limite legal de 20% previsto no Decreto nº 58.436/2025, resultando em impacto financeiro positivo de R\$ 106 milhões, após decisão favorável no processo de judicialização;*
- (iv) *Outras Receitas/Despesas: Atualização financeira de subsídios de CCC na Equatorial Pará (R\$ 21 milhões);*
- (v) *Efeitos não Caixa: Contabilização de R\$ 44 milhões de atualização da opção de compra das ações preferenciais na Equatorial Distribuição.*

LUCRO LÍQUIDO

De forma consolidada, o lucro líquido do período foi de - R\$ 102 milhões, enquanto o lucro líquido ajustado do período foi de R\$ 802 milhões.

Lucro Líquido Consolidado (R\$ Milhões)	4T24	4T25	Δ%	Δ	2024	2025	Δ%	Δ
Distribuição	1.263	402	-68%	(861)	3.514	2.033	-42,1%	(1.481)
Transmissão	341	-	-100%	(341)	821	-	-100,0%	(821)
Echoenergia	88	(228)	-358%	(316)	97	(220)	-326,9%	(317)
Echo Crescimento	(105)	(622)	490%	(516)	(167)	(766)	359,7%	(599)
Serviços	(0)	30	N/A	30	(15)	31	-309,1%	46
CSA	(52)	(335)	545%	(283)	(202)	(486)	140,7%	(284)
PPAS	15	614	3992%	599	136	1.216	791,6%	1.080
Holding + outros	(47)	37	-178%	83	(418)	696	-266,5%	1.113
(=) Lucro Líquido	1.503	(102)	-107%	(1.605)	3.768	2.504	-33,5%	(1.264)
Ajustes Totais	(492)	904	-284%	1.396	(1.246)	142	-111,4%	1.387
Ajustes Distribuição	(292)	229	-178%	521	(427)	445	-204,0%	872
Ajustes Transmissão	(231)	-	-100%	231	(201)	-	-100,0%	201
Ajustes Renováveis	62	890	1339%	828	62	904	1361,8%	842
Ajustes Saneamento	-	300	N/A	300	-	311	N/A	311
Ajustes PPAS e Holding	(2)	(470)	21468%	(468)	(95)	(1.060)	1012,4%	(965)
Ajustes PNs - Não caixa	134	44	-67%	(89)	139	44		
Ajustes IFRS (VNR, IFRS e MtM)	(163)	(102)	-38%	61	(723)	(515)	-28,8%	208
(=) Lucro Líquido Equatorial Ajustado	1.011	802	-20,7%	(209)	2.522	2.646	4,9%	123
(=) Lucro Líquido	1.503	(102)	-106,8%	(1.605)	3.768	2.504	-33,5%	(1.264)
(-) Participações Minoritárias	(239)	(319)	33,2%	(79)	(956)	(826)	-13,7%	131
(=) Lucro Líquido Ex Minoritários	1.264	(420)	-133,3%	(1.684)	2.812	1.678	-40,3%	(1.133)
Lucro Líquido Ajustado - Mesmos Ativos	954	802	-15,9%	(152)	2.246	2.646	17,8%	399

O Lucro Líquido do período registrou um resultado negativo em função dos efeitos comentados acima, com impacto relevante da contabilização dos *Impairments* dos ativos Echo e CSA e que foram parcialmente compensados pelo efeito de ganho de capital após a venda dos ativos de transmissão.

O Lucro Líquido Ajustado do período reduziu de R\$ 1.011 milhões para R\$ 802 milhões, registrando uma variação negativa de 20,7%. Retirando o resultado da transmissão no 4T24, o LL teria caído na visão mesmos ativos pela piora do resultado financeiro do segmento de distribuição, com o aumento do saldo de dívida e CDI no período, e aumento da depreciação com destaque para o Pará e CEEE-D, que apresentaram maior nível de capitalização.

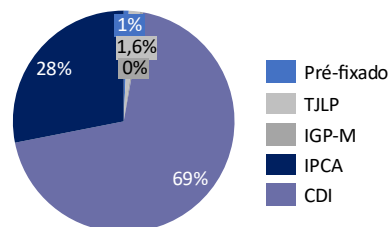
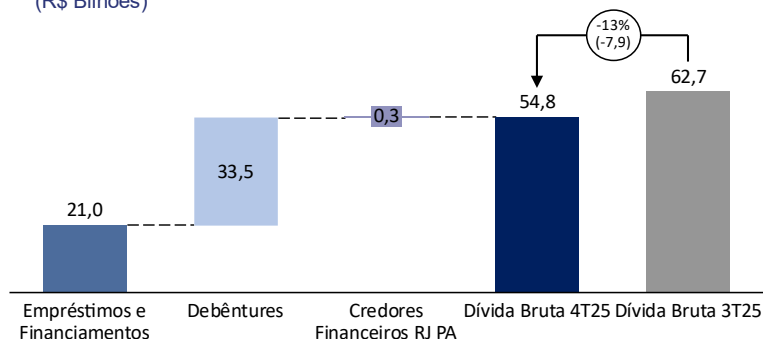
As participações minoritárias da companhia são afetadas pelo direito econômico dos dividendos no ano em curso conferido às ações PN emitidas na Equatorial Distribuição, e por isso não refletem a participação econômica existente na Equatorial. Como o percentual de dividendos das ações PN para o ano de 2025 é menor do que a participação econômica, o Lucro Líquido Ex Minoritários seria de - R\$ 420 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\$ 91,2 milhões, e (ii) o valor da atualização das PNs por CDI, que no trimestre registrou R\$ 103,2 milhões.

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

Não Recorrentes Lucro Líquido	Distribuição	Echoenergia	Saneamento	Outros	PPAs	4T25 Total
Ajustes EBITDA (Margem + Custos)	174	10	(12)	46	(182)	36
Outras Receitas e Despesas não Operacionais	81	880	312	110	-	1.383
Resultado Financeiro	305	-	-	-	(444)	(140)
Impostos	(331)	-	-	-	-	(331)
Ajustes PPAs	-	-	-	-	13	13
Ajuste PNs - Não caixa	-	-	-	44	-	44
Ajustes IFRS (VNR / MtM) líquido de impostos	(63)	-	-	(38)	-	(102)
Ajustes Totais Lucro Líquido	165	890	300	162	(614)	904

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

Build-up Dívida Bruta
(R\$ Bilhões)Build-up Dívida Líquida / EBITDA*
Visão Covenants

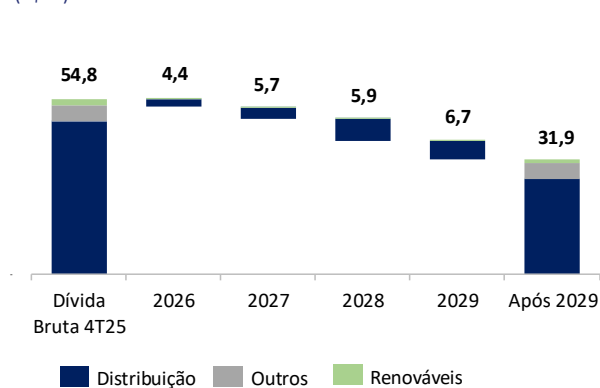
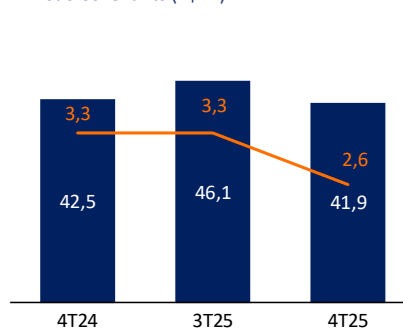
Os covenants da Equatorial consideram o EBITDA 12m das aquisições da companhia e desconsidera parte das dívidas de RJ

Build-up - Covenants	
Dívida Bruta	54,8
(-) Ajustes Covenants	1,6
(-) Disponibilidades	11,2
Dívida Líquida	41,9
EBITDA Covenants	16,1
Dívida líquida / EBITDA	2,6

Prazo e Custo Médio

6 anos / 13,60% a.a.

Referente ao custo médio do passivo incorrido no período

Cronograma de Amortização
(R\$ Bi)Histórico Dívida Líquida / EBITDA
Visão Covenants (R\$ Bi)

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\$ 54,8 bilhões, representando uma redução de 12,6% em relação ao 3T25, explicada principalmente pela desconsolidação da dívida da Transmissão (R\$ 4.908 milhões) e pela utilização de parte dos recursos da venda para pré-pagamento de dívidas da Controladora (R\$ 2.442 milhões) e na CSA (R\$ 269 milhões), com impacto relevante na redução do saldo de empréstimos e financiamentos. Para abertura mais detalhada da dívida, visite o website de RI, na seção: Informações Financeiras – Dados Operacionais e Financeiros.

A dívida líquida apurada para fins de *covenants* atingiu R\$ 41,9 bilhões, implicando numa relação dívida líquida/EBITDA de 2,6x, desconsiderando o ganho de capital da Transmissão, a relação dívida líquida/EBITDA fica em 3,0x. 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.

Nos últimos 12 meses a parcela da dívida do grupo indexada ao CDI registrou um custo de 15,1% a.a., ou CDI + 0,71% a.a., enquanto a parcela da dívida indexada ao IPCA registrou um custo médio de 10,1% a.a., ou IPCA + 5,38% a.a.

A cobertura de caixa com relação às obrigações de curto prazo da Companhia foi de 2,5x no 4T25, e o prazo médio da dívida aumentou de 5,4 (4T24) para 6 anos com as captações realizadas no período.

INVESTIMENTOS

Investimentos	4T24	4T25	Δ%	Δ	2024	2025	Δ%	Δ
R\$ milhões								
Distribuição	2.619	2.781	6%	162	8.378	10.639	27%	2.262
Ativos elétricos	1.736	1.820	5%	83	6.112	8.043	32%	1930
Obrigações especiais	588	646	10%	58	1.530	1.855	21%	325
Ativos não elétricos	295	315	7%	20	736	742	1%	6
Projetos Estratégicos	104	98	-6%	-6	202	221	9%	19
Transmissão	6	2	-63%	-4	24	33	37%	9
Renováveis	4	91	1922%	86	310	174	-44%	-136
Ativos Operacionais	(9)	89	-1082%	98	42	178	324%	136
Projetos em desenvolvimento	14	2	-87%	-12	268	(4)	101%	-272
Saneamento	57	43	-25%	-14	127	105	-17%	-22
Serviços e Outros	9	10	5%	0	29	33	15%	4
Total Equatorial	2.696	2.927	8,6%	231	8.867	10.985	24%	2.117

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 4T25 os investimentos consolidados somaram cerca de R\$ 2,9 bilhões, volume 8,6% superior ao registrado no 4T24.

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 11% do CAPEX total no segmento de distribuição no 4T25, em linha com o 4T24. Destacam-se dentre os Projetos Estratégicos, a Primarização do PA (regional Sul), AL e AP, bem como projetos de inovação do grupo.

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

ESG (Environmental, Social and Governance)

Ao longo de 2025, o Grupo Equatorial consolidou avanços significativos em sua gestão de sustentabilidade, alcançando posições de liderança no setor de *utilities*. A Companhia registrou uma evolução expressiva nos principais ratings ESG, reflexo direto da integração dessas práticas à sua estratégia de negócios. Além disso, o Grupo conquistou uma expressiva evolução da posição na carteira do Índice de Sustentabilidade Empresarial da bolsa brasileira (ISE B3), destacando-se na 22ª posição entre as 81 empresas listadas na carteira.

No campo de gestão de pessoas, o Grupo Equatorial foi reconhecido pela primeira vez como uma das melhores empresas para se trabalhar no Brasil, de acordo com o ranking *Great Place To Work*® (GPTW) 2025. A companhia passou a ocupar 18ª posição na Categoria Gigantes, entre mais de 5 mil organizações avaliadas. Esse resultado posiciona a Equatorial como uma das maiores empresas brasileiras a conquistar o selo nacional, refletindo o amadurecimento da sua cultura organizacional. Ademais, o Grupo alcançou a marca de 87% de favorabilidade na nossa pesquisa de engajamento de 2025, o que representa um avanço de 4 pontos percentuais em relação ao ano anterior e nos posiciona no Percentil 90% do mercado.

Em inovação, o Grupo Equatorial Energia figurou entre as 150 empresas mais inovadoras do país no Prêmio Valor Inovação Brasil 2025, promovido pelo Valor Econômico em parceria com a *Strategy&*, consultoria da PwC. A Companhia alcançou a 7ª colocação no setor elétrico e a 58ª posição no ranking geral, reconhecimento que reflete a trajetória consistente de crescimento, impulsionada por investimentos em tecnologia, eficiência operacional e digitalização, pilares fundamentais para a modernização da infraestrutura e a geração de resultados.

No pilar social, os investimentos do Grupo totalizaram R\$ 34 milhões no quarto trimestre de 2025, representando um crescimento de 162% em relação a 2024. Nesse contexto, destaca-se o programa Energia Feminina, conduzido pelo Instituto Equatorial, que promove capacitação, inclusão produtiva e geração de renda para mulheres em situação de vulnerabilidade social. Após os resultados positivos da primeira edição, a iniciativa chega à sua segunda fase em 2025, com ampliação para todos os estados em que a Companhia atua na distribuição de energia (Maranhão, Pará, Piauí, Alagoas, Goiás, Amapá e Rio Grande do Sul), reforçando o compromisso do Grupo com o desenvolvimento social e a autonomia econômica de mulheres.

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

Indicadores ESG	Medida	4T24	4T25	Var. %
Ambiental				
Consumo de Combustíveis Renováveis na Frota Administrativa	L	206.954	288.874	40%
Intensidade de Emissões de SF6	tCO2eq/GWh	0,044	0,034	-23%
Número de Ligações de Energia em Áreas Remotas via SIGFI (Sistema Individual de Geração de Energia Elétrica com Fonte Intermitente)	#	10.212	9.025	-12%
Investimentos P&D e Eficiência Energética em Meio Ambiente	R\$ mil	28.175	22.612	-20%
Social				
% de Mulheres no Grupo Equatorial Energia	%	34,9%	33,2%	-5%
% de Mulheres em Cargos de Liderança x Total de Líderes	%	22,4%	23,1%	3%
% de Negros em Cargos de Liderança x Total de Líderes	%	52,1%	45,1%	-13%
% de Fornecedores Locais	%	39,3%	46,8%	19%
Investimentos Sociais	R\$ mil	13.144	34.383	162%
TG Próprios	#	25,0	24	-4%
TG Terceiros	#	577	707	23%
Número de óbitos de empregados (próprios + terceiros)	#	2	3	50%
Número de Acidentes com a População	#	14	5	-64%
Número de Unidades Consumidoras (UCs) beneficiadas pela Tarifa Social de Energia Elétrica (TSEE)	#	4.493.983	4.343.153	-3%
Governança				
% de Conselheiros Independentes	%	86%	86%	0 p.p
% de Mulheres no Conselho	%	14%	12,5%	-0,015 p.p
% de Colaboradores Treinados na Trilha de Integridade	%	99%	99%	0%
Casos Registrados no Canal de Ética	#	210	324	54%

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

DISTRIBUIÇÃO

DESEMPENHO COMERCIAL

Dados Operacionais	Medida	4T24								4T25							
		MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total
Energia Injetada SIN	GWh	2.662	3.946	1.578	1.371	2.418	516	4.637	17.128	2.718	4.055	1.608	1.331	2.459	500	4.718	17.390
Sistema Isolado	GWh	0	74	0	0	0	16	0	90	1	76	0	0	0	17	0	94
Energia Injetada pela Geração Distribuída	GWh	218	318	237	180	134	29	539	1.654	287	427	308	249	209	50	937	2.468
Energia Injetada Bruta Total	GWh	2.880	4.338	1.815	1.551	2.552	560	5.176	18.873	3.006	4.558	1.917	1.580	2.669	567	5.655	19.952
<i>Variação Injetada Bruta Total (%)</i>	%								#	4,4%	5,1%	5,6%	1,9%	4,6%	1,2%	9,2%	5,7%
Residencial - convencional	GWh	790	832	348	291	735	122	1.486	4.604	822	852	362	308	725	122	1.501	4.694
Residencial - baixa renda	GWh	477	497	225	186	129	96	286	1.896	482	492	227	185	118	86	291	1.881
Industrial	GWh	33	69	15	18	40	11	74	259	25	50	13	13	30	8	60	199
Comercial	GWh	151	324	126	120	339	59	431	1.550	140	281	115	106	268	47	367	1.322
Outros	GWh	437	439	252	214	224	44	777	2.387	445	431	258	187	211	50	842	2.423
Consumidores Cativos	GWh	1.888	2.161	967	828	1.467	333	3.054	10.696	1.913	2.106	974	800	1.352	313	3.061	10.519
Industrial	GWh	122	373	43	174	289	3	987	1.990	134	435	47	182	306	6	1.011	2.119
Comercial	GWh	150	250	76	94	233	20	206	1.029	168	297	90	103	251	23	254	1.187
Outros	GWh	11	37	20	65	49	4	62	249	18	41	24	62	77	5	80	306
Consumidores Livres	GWh	283	660	139	333	571	27	1.255	3.268	319	772	161	347	634	33	1.346	3.612
Energia de Conexão - outras Distribuidoras	GWh	3	13	49	3	14	0	3	86	4	8	52	4	12	0	0	80
Energia Faturada	GWh	2.173	2.833	1.155	1.164	2.053	360	4.313	14.050	2.237	2.886	1.187	1.151	1.997	346	4.407	14.210
<i>Variação Faturada (%)</i>	%									2,9%	1,9%	2,8%	-1,2%	-2,7%	-3,7%	2,2%	1,1%
SCEE - GDII + GD III	GWh	52	106	59	32	14	17	118	399	96	177	101	62	35	29	322	822
Mercado Fio B	GWh	2.226	2.939	1.214	1.196	2.067	376	4.431	14.449	2.333	3.063	1.287	1.213	2.032	375	4.729	15.032
<i>Variação Mercado Fio B (%)</i>	%									4,8%	4,2%	6,1%	1,4%	-1,7%	-0,4%	6,7%	4,0%
Energia Média Total + Fluxo Passante	GWh	2.337	3.095	1.484	1.281	2.173	379	4.816	15.564	2.458	3.230	1.590	1.314	2.171	395	5.178	16.336
<i>Variação Energia Média Total + Fluxo Passante (%)</i>	%									5,2%	4,4%	7,1%	2,6%	-0,1%	4,3%	7,5%	5,0%
Número de Consumidores	MIL	2.806	3.064	1.547	1.395	1.958	238	3.436	14.443	2.854	3.093	1.579	1.421	1.999	270	3.522	14.737
<i>Variação Número de Consumidores (%)</i>	%									1,7%	0,9%	2,1%	1,9%	2,1%	13,5%	2,5%	2,0%

PERDAS (12 meses)

Distribuidoras	4T24	3T25	4T25	Regulatório 4T25 Homologado PÓS CP 09	Δ 4T24	Δ 3T25	Δ Regulatório
Consolidado	18,3%	18,0%	18,1%	18,9%	-0,2%	0,2%	-0,8%
Equatorial Maranhão	18,8%	19,4%	19,2%	19,1%	0,4%	-0,2%	0,1%
Equatorial Pará	29,1%	29,5%	29,6%	28,9%	0,6%	0,1%	0,7%
Equatorial Piauí	17,9%	17,4%	17,1%	19,3%	-0,8%	-0,3%	-2,2%
Equatorial Alagoas	17,9%	16,7%	16,5%	18,6%	-1,3%	-0,1%	-2,0%
CEEE-D	13,2%	12,7%	13,7%	12,5%	0,5%	1,0%	1,1%
CEA ¹	33,1%	31,3%	30,8%	33,2%	-2,3%	-0,6%	-2,4%
Equatorial Goiás	10,8%	10,0%	10,3%	12,8%	-0,4%	0,3%	-2,4%

¹ Em relação à cobertura tarifária para compra de energia da CEA, cumpre destacar que além do valor usual implícito no nível de perdas regulatórias, a lei 12.111, de 9 de dezembro de 2009, em seu parágrafo único do art. 4º b, prevê mecanismo complementar para compensação de montante de energia associada, reduzido gradativamente 25% a cada ano, até extinção no processo tarifário de 2026.

As informações operacionais foram divulgadas na planilha de dados do site. 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	102,98%	102,37%	100,90%	107,62%	102,90%	117,01%	109,43%
% desconsiderando involuntária	102,98%	102,37%	100,90%	104,17%	102,90%	100,00%	106,09%

O efeito da sobrecontratação de Goiás no ano foi de R\$ 1,33 milhões.

PECLD e ARRECAÇÃO - TRIMESTRE

PECLD/ROB ¹	4T24	4T25	4T24 Aj.	4T25 Aj.	Δ	Δ Aj.	Arrecadação - IAR	4T24	4T25	Δ
Equatorial Maranhão	4,07%	1,89%	2,26%	1,67%	-2,18 p.p.	-0,59 p.p.	Equatorial Maranhão	99,07%	96,83%	-2,24 p.p.
Equatorial Pará	3,61%	1,35%	2,77%	1,74%	-2,25 p.p.	-1,03 p.p.	Equatorial Pará	100,00%	98,92%	-1,08 p.p.
Equatorial Piauí	6,04%	1,81%	2,03%	1,32%	-4,23 p.p.	-0,71 p.p.	Equatorial Piauí	99,24%	99,89%	0,65 p.p.
Equatorial Alagoas	4,25%	2,68%	1,44%	0,37%	-1,58 p.p.	-1,07 p.p.	Equatorial Alagoas	102,61%	100,69%	-1,92 p.p.
CEEE-D	0,17%	-1,44%	0,40%	-1,07%	-1,61 p.p.	-1,47 p.p.	CEEE-D	101,11%	102,07%	0,96 p.p.
CEA	-2,12%	-3,95%	2,12%	-0,17%	-1,82 p.p.	-2,29 p.p.	CEA	99,48%	103,70%	4,22 p.p.
Equatorial Goiás	-0,75%	2,59%	0,47%	0,79%	3,34 p.p.	0,32 p.p.	Equatorial Goiás	97,89%	95,48%	-2,41 p.p.
Consolidado	2,11%	1,38%	1,56%	0,89%	-0,73 p.p.	-0,67 p.p.	Consolidado	99,54%	98,26%	-1,28 p.p.

¹ Desconsidera Receita de Construção

De maneira consolidada, a PECLD do grupo atingiu 1,38% da ROB contra 2,11% no 4T24. Em uma visão ajustada, a PECLD foi de 0,89% vs 1,56% no 4T24. O indicador do trimestre é impactado pela atualização da P de PECLD das distribuidoras feita anualmente no mês de dezembro de R\$ 81,4 milhões, dos quais R\$ 75,6 milhões são não recorrentes.

A melhora entre trimestres é reflexo, principalmente, do desempenho da Equatorial Alagoas, Piauí, Pará e Maranhão, nas quais houve uma redução nos valores de PECLD/PDD reportados e ajustados, impactados pela atualização da matriz de perdas. Em GO, a PECLD reportada aumentou decorrente da implantação completa da metodologia de *aging* do Grupo Equatorial, em termos ajustados, a PECLD/ROB atingiu 0,79%. 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 98,3%, com destaque para os níveis de arrecadação da CEA (103,7%) e CEEE-D (102,1%). Em GO a queda na arrecadação é sazonal e decorre do expressivo aumento de mercado em dezembro combinado com efeito do reajuste aplicado em outubro/25, que aumentaram o faturamento do trimestre, sem contrapartida integral na arrecadação no trimestre, uma vez que existe um desca-samento entre faturamento e arrecadação.

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

Distribuidoras	4T24	3T25	4T25	Regulatório	Δ 4T24	Δ 3T25	Δ Regulatório
DEC							
Equatorial Maranhão	13,4	12,9	13,2	13,8	-0,1	0,3	-0,6
Equatorial Pará	19,4	17,3	15,8	21,5	-3,6	-1,4	-5,6
Equatorial Piauí	21,0	16,6	17,4	19,2	-3,7	0,7	-1,8
Equatorial Alagoas	19,9	15,5	13,9	14,8	-6,0	-1,6	-0,9
CEEE-D	18,8	11,0	9,8	8,2	-8,9	-1,2	1,6
CEA	34,5	29,7	28,0	45,4	-6,6	-1,7	-17,4
Equatorial Goiás	15,9	14,6	12,7	11,2	-3,3	-1,9	1,4
FEC							
Equatorial Maranhão	5,8	5,5	6,0	7,9	0,2	0,5	-1,9
Equatorial Pará	8,0	7,2	6,9	15,8	-1,0	-0,3	-8,8
Equatorial Piauí	7,2	6,1	6,3	12,2	-0,9	0,1	-5,9
Equatorial Alagoas	6,6	5,8	5,4	11,8	-1,2	-0,4	-6,4
CEEE-D	7,3	4,8	4,5	5,8	-2,8	-0,4	-1,3
CEA	14,4	13,4	12,3	30,6	-2,1	-1,1	-18,3
Equatorial Goiás	7,6	6,5	5,9	7,4	-1,7	-0,7	-1,5

O Grupo Equatorial encerrou o 4º trimestre de 2025 com melhora consistente nos indicadores de continuidade do fornecimento de energia elétrica (DEC e FEC), consolidando uma trajetória positiva ao longo do ano.

Destaque para a Equatorial Alagoas, que já estava enquadrada nos limites regulatórios de FEC, e no 4T25 passou a se enquadrar no limite regulatório de DEC, somando-se à Equatorial Maranhão, Pará, Piauí e Amapá, já aderentes aos limites tanto de DEC quanto de FEC. As distribuidoras mais recentes do grupo, CEEE-D e Equatorial Goiás, também apresentaram desempenho relevante, com ênfase para o Rio Grande do Sul, que registrou redução de 8,9 horas no DEC em relação a 2024, atingindo, desta forma, o DEC contratual previsto para 2025 e já se posicionando abaixo do nível contratual estabelecido para 2026 (9,90 h). Esses movimentos evidenciam a rápida evolução operacional dessas concessões, o que foi possível após a realização de investimentos voltados para reforço e modernização da rede e manutenções preventivas e preditivas.

Em relação aos conjuntos elétricos, todas as distribuidoras do grupo cumpriram o percentual da curva pactuada com a ANEEL para o ano de 2025.

DESEMPENHO FINANCEIRO

MARGEM BRUTA

Análise da receita	4T24								4T25								Δ%
	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total	
(+) Vendas as classes	1.642	2.429	1.003	814	1.215	305	2.782	10.190	1.933	2.477	999	736	1.324	321	3.274	11.065	9%
Renda Não Faturada	5	(13)	3	6	7	2	(107)	(98)	(13)	(17)	15	10	59	(3)	12	63	-164%
(+) Ult. de demanda / reativo excedente	(5)	(13)	(4)	(5)	(6)	(1)	(14)	(48)	(6)	(14)	(4)	(3)	(5)	(1)	(22)	(56)	16%
(+) Outras receitas	354	695	235	205	324	108	576	2.495	536	867	292	258	431	122	879	3.385	36%
Subvenção baixa renda	95	124	58	53	19	10	50	408	166	167	80	66	33	15	79	606	49%
Subvenção CDE outros	58	212	88	50	84	63	211	767	90	263	83	60	150	23	297	968	26%
Uso da rede	62	158	41	72	158	13	278	781	96	217	59	77	199	15	368	1.030	32%
Atualização ativo financeiro	45	95	3	3	5	1	25	178	28	47	0	1	6	0	13	96	-46%
Bandeira Tarifária	72	82	35	28	26	15	(0)	257	102	108	39	36	5	62	38	389	51%
Multa por atraso de pagamento	18	30	11	8	9	3	25	103	21	28	11	7	9	4	26	105	2%
(+) Outras receitas operacionais	3	(5)	(1)	(8)	23	3	(14)	1	33	36	20	12	29	3	57	190	12847%
Outras Receitas (Parcela B)	14	17	7	5	24	2	28	97	17	22	7	6	24	2	33	112	15%
(+) Suprimento	4	7	(2)	28	71	14	76	199	38	18	4	37	107	62	58	324	63%
(+) Valores a receber de parcela A	10	(64)	(50)	(61)	60	19	112	27	50	38	280	51	139	47	185	789	2861%
(+) Receita de construção	335	829	206	127	354	114	654	2.619	292	972	245	159	335	67	673	2.743	5%
(=) Receita operacional bruta	2.340	3.884	1.388	1.109	2.018	559	4.185	15.482	2.843	4.357	1.816	1.238	2.331	617	5.048	18.249	18%
(+) Deduções à receita	(634)	(899)	(375)	(290)	(526)	(90)	(1.170)	(3.983)	(861)	(1.050)	(443)	(336)	(696)	(138)	(1.644)	(5.168)	30%
PIS/COFINS/ICMS/ISS	(550)	(777)	(328)	(252)	(348)	(82)	(894)	(3.231)	(698)	(837)	(343)	(252)	(382)	(113)	(1.065)	(3.690)	14%
Compensações Indicadores de Qualidade	(5)	(16)	(5)	(1)	(22)	(1)	(53)	(103)	(10)	(10)	(6)	(4)	(7)	(2)	(25)	(63)	-39%
Demais Deduções (CDE e Encargos)	(79)	(106)	(43)	(37)	(156)	(7)	(223)	(649)	(153)	(203)	(95)	(80)	(307)	(24)	(555)	(1.415)	118%
(=) Receita operacional líquida	1.706	2.986	1.013	819	1.492	469	3.015	11.499	1.982	3.307	1.373	902	1.635	479	3.404	13.081	14%
(-) Receita de construção	(335)	(829)	(206)	(127)	(354)	(114)	(654)	(2.619)	(292)	(972)	(245)	(159)	(335)	(67)	(673)	(2.743)	5%
(=) Receita operac. líq. sem rec.de construção	1.371	2.157	807	691	1.138	355	2.361	8.879	1.690	2.334	1.128	743	1.300	412	2.731	10.338	16%
(-) Energia comprada e transporte e Encargos	(772)	(1.138)	(445)	(442)	(840)	(163)	(1.536)	(5.336)	(895)	(1.205)	(486)	(414)	(884)	(243)	(1.551)	(5.677)	6%
(=) Margem Bruta	599	1.019	362	249	298	192	825	3.544	795	1.130	641	329	416	169	1.181	4.661	32%
(+) Não-Recorrentes	51	113	70	44	38	(31)	162	446	-	-	(212)	-	-	-	-	(212)	-148%
(-) VNR	(45)	(95)	(3)	(3)	(5)	(1)	(25)	(178)	(28)	(47)	(0)	(1)	(6)	(0)	(13)	(96)	-46%
(=) Margem Bruta Ajustada (Ex-VNR)	604	1.037	428	290	331	160	962	3.812	767	1.082	429	328	410	169	1.167	4.353	14%

Δ% Margem Bruta Ajustada

27,0% 4,4% 0,1% 13,0% 24,0% 5,8% 21,3% 14,2%

No 4T25, a Margem Bruta ajustada das distribuidoras ex-VNR alcançou R\$ 4,3 bilhões, 14% maior do que o mesmo período do ano anterior, influenciada principalmente pelo efeito mercado (R\$ 159 milhões), efeito tarifa fio-B (252 milhões) e perdas (R\$ 85 milhões). Sendo a Equatorial Goiás, a distribuidora que mais contribuiu para a variação positiva do trimestre (+ R\$ 205 milhões), apresentando um crescimento de mercado faturado de 6,7%.

DESPESAS OPERACIONAIS E PMSO/CONSUMIDOR

Custos Operacionais	4T24									4T25									Total	Δ%
	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total				
R\$ milhões																				
(+) Pessoal	62	53	23	31	18	9	42	239		74	69	31	37	35	15	82	344	44%		
(+) Material	8	10	4	9	7	2	27	66		6	5	3	5	5	2	12	37	-44%		
(+) Serviço de terceiros	108	123	70	66	118	25	262	771		118	151	88	51	143	21	223	795	3%		
(+) Outros	14	41	1	16	70	7	34	184		12	8	4	16	8	2	39	90	-51%		
(=) PMSO Reportado	191	226	98	122	213	44	366	1.260		211	233	126	109	192	40	357	1.266	0%		
Ajustes	(14)	(45)	(3)	(39)	(55)	(5)	(32)	(193)		(8)	(22)	(9)	(13)	(12)	-	(52)	(117)	-39%		
PMSO Ajustado	178	181	96	83	158	39	334	1.067		202	210	116	96	180	40	305	1.149	8%		
PECLD e perdas	82	110	71	42	3	(9)	(26)	272		48	46	28	29	(29)	(22)	114	214	-21%		
PECLD/ROB (Ex-Receita de Construção)	4,1%	3,6%	6,0%	4,3%	0,2%	-2,1%	-0,7%	2,1%		1,9%	1,4%	1,8%	2,7%	-1,4%	-3,9%	2,6%	1,4%			
Provisões - contingências	2	3	3	2	14	0	(39)	(14)		36	31	12	4	17	0	250	350	-2602%		
Provisões - FUNAC	-	-	-	-	-	-	(4)	(4)		-	-	-	-	-	-	(28)	(28)	600%		
(+) Provisões	84	114	75	44	17	(9)	(70)	254		84	77	41	33	(12)	(22)	336	537	112%		
Ajustes PECLD	(36)	(26)	(47)	(53)	4	19	43	(96)		(6)	13	(8)	(25)	8	21	(79)	(76)			
Ajustes Provisões	-	-	-	25	-	-	70	95		(32)	(26)	(3)	(3)	(12)	2	(137)	(213)			
(=) Provisões Ajustadas	47	88	27	17	20	10	43	252		46	63	30	5	(17)	1	120	249	-1%		
(+) Sistemas Isolados e Subv. CCC	-	15	-	-	-	10	0	25		1	5	-	-	-	9	0	14	-43%		
(+) Outras receitas/despesas operacionais	(6)	27	8	13	(56)	(6)	44	23		34	40	23	11	114	32	38	292	1155%		
(+) Depreciação e amortização	95	122	43	36	48	14	176	534		101	206	61	46	101	21	191	728	36%		
(=) Custos e despesas gerenciáveis	364	503	224	215	222	53	516	2.096		431	560	250	198	395	80	922	2.838	35%		
PMSO Ajustado/Consumidor (12m)	253	231	246	212	292	581	365	281		259	256	265	231	326	519	334	288			
Δ% PMSO por Consumidor										2,4%	11,0%	7,8%	9,0%	11,6%	-10,8%	-8,3%	2,6%			

MARANHÃO

No comparativo entre trimestres, o PMSO Ajustado/Consumidor, na visão 12 meses, aumentou 2,4%, totalizando R\$ 259. O PMSO ajustado do período totalizou R\$ 202 milhões, 13,8% maior que o mesmo período do ano anterior, ou R\$ 24,5 milhões maior.

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

A **PECLD** atingiu R\$ 48 milhões no 4T25 e representa 1,9% da ROB, uma redução expressiva em comparação com o 4T24, pelo efeito de atualização de matriz e negociação com o poder público. Desconsiderando esses ajustes da matriz, a PECLD Ajustada soma R\$ 43 milhões, representando 1,7% da ROB, frente a 2,3% também em bases ajustadas no 4T24.

PARÁ

No 4T25, o PMSO Ajustado/Consumidor, na visão 12 meses, aumentou 11,0%, totalizando R\$ 256 milhões. O PMSO ajustado do período atingiu R\$ 210 milhões, 16,5% maior que o 4T24, ou R\$ 29,8 milhões.

O aumento do PMSO no trimestre vem das linhas de **Pessoal e Serviço de Terceiros**. Em Pessoal refere-se ao maior *headcount* entre períodos, remuneração variável e aumento de despesas com incentivos de longo prazo, fruto da performance da ação. Em Serviço de Terceiros houve aumento da volumetria de serviços de faturamento e cobrança, atividade de leitura, e reajuste na renovação de contratos com fornecedores.

No 4T25, a **PECLD** alcançou R\$ 46 milhões, representando 1,4% da ROB, demonstrando uma redução expressiva na comparação com o 4T24, com efeito positivo de atualização da matriz, negociações com o poder público e negociações individualizadas (inclui garantias associadas e possuem nível de provisionamento menor). Excluindo esses ajustes, a PECLD Ajustada atingiu R\$ 59 milhões e 1,7% da ROB (2,8% no 4T24).

PIAUI

O PMSO Ajustado/Consumidor (12 meses) registrou R\$ 265, um aumento de 7,8% contra o 4T24, fruto principalmente da linha de Serviços de Terceiros que foi impactada pela contabilização de provisão de ajuste de contratos com fornecedores, aumentos de despesas com serviços de meio ambiente e de corte. O PMSO ajustado do trimestre aumentou 21,3%, ou R\$ 20,4 milhões quando comparado com o mesmo período do ano anterior.

A **PECLD** do trimestre foi de R\$ 28 milhões, 1,8% da ROB. A melhora expressiva entre trimestres foi impulsionada pela atualização da matriz de perdas. Sem os efeitos desses ajustes de matriz, a PECLD Ajustada totaliza R\$ 21 milhões, equivalente a 1,3% da ROB, comparado a 2,0% no 4T24.

ALAGOAS

O PMSO Ajustado/Consumidor (12 meses) registrou R\$ 231 milhões, 9,0% maior que o 4T24, enquanto o PMSO ajustado apresentou um aumento de 16,2%, ou R\$ 13,4 milhões.

O aumento do trimestre, visão ajustada, foi concentrado na linha de **Pessoal**, que aumentou R\$ 6,2 milhões, com aumento de despesas de incentivos de longo prazo e benefícios, e na linha de **Serviços de Terceiros**, com aumento de R\$ 10,8 milhões, impactado pelo aumento dos serviços de cobrança, aumento da frota de veículos demandada pelos times primarizados e aumento de honorários advocatícios.

Em Alagoas, as Perdas Esperadas para Créditos de Liquidação Duvidosa (**PECLD**) do trimestre foi de R\$ 29 milhões, representando 2,7% da ROB, reflexo da atualização de matriz e negociações com o poder público. Excluindo esses ajustes, a PECLD Ajustada atinge R\$ 4 milhões e 0,4% da ROB (1,4% no 4T24).

CEEE-D

O PMSO Ajustado/Consumidor (12 meses) registrou R\$ 326, um aumento de 11,6%. O PMSO ajustado do período apresentou um aumento de 14,1%.

O aumento do PMSO Ajustado no período vem principalmente da linha de **Serviços de Terceiros** com aumento de serviços voltados para poda e descarte e intensificação de serviços voltados para arrecadação e cobrança.

A **PECLD/ROB** do período atingiu -1,4%, ou R\$ - 29 milhões, fruto de renegociações com grandes clientes. Ao excluir esses ajustes, a PECLD Ajustada atinge - R\$ 21 milhões e -1,1% da ROB (0,4% no 4T24).

CEA

O PMSO Ajustado/Consumidor (12 meses) registrou R\$ 519, valor 10,8% menor que o mesmo período do ano anterior. O PMSO ajustado da CEA foi de R\$ 40 milhões, 3,2% maior que o 4T24.

O aumento no trimestre foi concentrado na linha de pessoal (R\$ 4 MM), por conta da finalização do processo de primarização dos serviços de poda, plantão e manutenção de linhas, tendo como contrapartida a redução da linha de serviço de terceiros.

No 4T25 a **PECLD/ROB** foi de -3,9% ou R\$ - 22 milhões ou impactada pelo ajuste da matriz de provisão de perdas e negociações com o poder público. Desconsiderando esses ajustes, a PECLD Ajustada atinge - R\$ 1 milhões e -0,2% da ROB (2,1% no 4T24).

GOIÁS

O PMSO Ajustado/Consumidor (12 meses) foi de R\$ 334 no 4T25, resultado 8,3% menor no comparativo com 4T24. O PMSO ajustado foi de R\$ 305 milhões, 8,7% menor que o mesmo período do ano anterior.

A redução do PMSO Ajustado refere-se a queda da despesa com serviços e Rede de Distribuição e Plantão, devido à menor incidência de chuvas, e na linha de Materiais com redução de materiais para manutenção e EPI/EPC.

No 4T25 a **PECLD** registrou R\$ 114 milhões no trimestre, ou 2,6% da ROB, um aumento em relação ao 4T24, cujo valor foi de R\$ -26 milhões e -0,7% da ROB, decorrente da implantação da matriz de perdas de Goiás. Excluindo esses ajustes, a PECLD Ajustada atinge 35 milhões e 0,9% da ROB (0,5% no 4T24).

EBITDA

Recomposição EBITDA	4T24								4T25								Δ%	
	MA	PA	PI	AL	CEEE-D	CEA	GO	Total	MA	PA	PI	AL	CEEE-D	CEA	GO	Total		
R\$ milhões																		
(+) Resultado do Exercício	225	506	128	8	(123)	79	440	1.263	229	410	275	55	(202)	(1)	(364)	402	-68,2%	
(+) Impostos sobre o Lucro	(32)	(81)	(59)	(16)	-	-	(452)	(639)	9	30	22	5	-	8	(228)	(155)	-75,8%	
(+) Resultado Financeiro	42	90	68	42	199	60	322	825	126	129	95	71	223	81	850	1.575	91,1%	
(+) Depreciação e Amortização	95	122	43	36	48	14	176	534	101	206	61	46	101	21	191	728	36,4%	
(=) EBITDA societário (CVM)*	330	637	180	71	125	153	485	1.982	465	776	452	177	122	110	450	2.551	29%	
Ajustes Totais	49	116	125	121	28	(53)	100	486	53	9	(169)	50	126	9	293	370	-23,8%	
(+) Outras receitas/despesas operacionais	(6)	27	8	13	(56)	(6)	44	23	34	40	23	11	114	32	38	292	1154,8%	
(+) Impactos Margem Bruta	51	113	70	44	38	(31)	162	446	-	-	(212)	-	-	-	-	(212)	-147,6%	
(+) Sistemas Isolados	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(19)	-	-	-	-	-	(19)	N/A	
(+) Ajustes de PMSO	14	45	3	39	55	5	32	193	8	22	9	13	12	-	52	117	-39,5%	
(+) Ajustes Provisões	36	26	47	28	(4)	(19)	(113)	2	38	13	11	28	5	(22)	216	288	19103,7%	
(-) VNR	(45)	(95)	(3)	(3)	(5)	(1)	(25)	(178)	(28)	(47)	(0)	(1)	(6)	(0)	(13)	(96)	-45,9%	
(=) EBITDA societário ajustado	379	753	305	191	153	101	585	2.468	518	785	283	227	247	119	742	2.921	18%	
									36,6%	4,2%	-7,3%	18,5%	61,8%	18,4%	26,8%	18,4%		

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

MARANHÃO

No 4T25, o EBITDA ajustado por VNR e efeitos não recorrentes atingiu R\$ 518 milhões, 36,6% maior que o 4T24, ou R\$ 139 milhões.

A margem bruta ajustada do trimestre registrou crescimento de R\$ 163 milhões, influenciada principalmente pelo efeito tarifa decorrente do processo de revisão tarifária (R\$ 94,8 milhões), e crescimento de mercado de 4,8%, enquanto o PMSO ajustado do período apresentou um aumento de R\$ 24,5 milhões.

As provisões e contingências ajustadas do período se manteve em linha entre os trimestres.

PARÁ

O EBITDA Ajustado por VNR e efeitos não recorrentes do Pará atingiu R\$ 785 milhões, 4,2% maior que o 4T24, ou R\$ 32 milhões, em razão do aumento da margem bruta e redução da linha de provisões.

A margem bruta ajustada do período aumentou R\$ 45,7 milhões por mercado e melhoria de delta perdas e as provisões ajustadas reduziram R\$ 25 milhões, enquanto o PMSO ajustado aumentou em R\$ 29,8 milhões.

A linha de provisões ajustadas reduziu R\$ 25 milhões em comparação com o 4T24.

PIAUI

No Piauí, o EBITDA ajustado por efeitos não recorrentes e não caixa atingiu R\$ 283 milhões, 7,3% menor, ou R\$ 22 milhões, quando comparado com o mesmo período do ano anterior.

A margem bruta ajustada do período se manteve em linha com o 4T24, enquanto o PMSO ajustado do período apresentou aumento de R\$ 20,4 milhões entre períodos.

A linha de PECLD e Contingências ajustadas apresentou uma piora de R\$ 2,5 milhões em comparação ao 4T24.

ALAGOAS

O EBITDA Ajustado por VNR e efeitos não recorrentes de Alagoas atingiu R\$ 227 milhões, R\$ 35 milhões maior que o 4T24, ou 18,5% superior.

A margem bruta ajustada do período teve um aumento de R\$ 38 milhões em função principalmente de aumento de tarifa e melhora nas perdas, que foi parcialmente compensada pelo aumento do PMSO ajustado (R\$ 13,4 milhões) e as provisões e contingências ajustadas apresentaram uma melhora de R\$ 11,2 milhões.

CEEE-D

O EBITDA ajustado por efeitos não recorrentes e VNR do Rio Grande do Sul atingiu R\$ 247 milhões no trimestre, 61,8% maior que o 4T24, ou R\$ 94 milhões.

A margem bruta ajustada da CEEE-D apresentou um crescimento de R\$ 79 milhões, associado ao reajuste tarifário positivo da Parcela B de 4,6% e crescimento de mercado na classe Residencial e Outras Classes (Rural, Poder Público, Iluminação Pública, Serviço Público e Consumo Próprio) no período.

O PMSO ajustado do período apresentou um aumento de R\$ 22,2 milhões, enquanto as provisões e contingências ajustadas do período apresentaram uma melhora de R\$ 37,2 milhões.

CEA

O EBITDA Ajustado alcançou R\$ 119 milhões, 18,4% maior que o mesmo período do ano anterior, ou R\$ 19 milhões, fruto do aumento da margem bruta ajustada da CEA (R\$ 9 milhões) e a melhora na linha de provisões e contingências ajustadas (R\$ 9 milhões), além de uma redução de R\$ 1,5 milhões em despesas de sistemas isolados.

GOIÁS

O EBITDA ajustado por efeitos não recorrentes e VNR da Equatorial Goiás atingiu R\$ 742 milhões, 27% maior que o mesmo período do ano anterior, ou R\$ 157 milhões.

O aumento da margem bruta ajustada (R\$ 205 milhões) reflete principalmente o crescimento de mercado e ajuste médio da tarifa em 18,5% e aumento da renda não faturada em R\$ 95 milhões. Adicionalmente, o PMSO ajustado do período apresentou uma redução de R\$ 29 milhões, enquanto a PECLD e provisões ajustadas variaram negativamente em R\$ 77 milhões.

EFEITOS NÃO RECORRENTES EBITDA

Não Recorrentes EBITDA Distribuição	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	4T25 Total
Receita Operacional	-	-	-	-	-	-	-	-
Deduções da receita operacional	-	-	(212)	-	-	-	-	(212)
Receita operacional líquida	-	-	(212)	-	-	-	-	(212)
Margem Bruta	-	-	(212)	-	-	-	-	(212)
Custos e Despesas Operacionais	8	22	9	13	12	-	52	117
Serviços de Terceiros	8	22	9	-	12	-	37	89
Outros	-	-	-	13	-	-	15	28
Provisões	38	13	11	28	5	(22)	216	288
Sistemas Isolados	-	(19)	-	-	-	-	-	(19)
Custos e Despesas	46	17	20	40	17	(22)	268	386
Outras receitas/despesas operacionais	34	40	23	11	114	32	38	292
VNR	(28)	(47)	(0)	(1)	(6)	(0)	(13)	(96)
Ajustes EBITDA	53	9	(169)	50	126	9	293	370

RESULTADO FINANCEIRO

Resultado Financeiro	4T24								4T25								Δ%
	MA	PA	PI	AL	CEEE-D	CEA	GO	Total	MA	PA	PI	AL	CEEE-D	CEA	GO	Total	
R\$ milhões																	
(+) Rendas Financeiras	37	74	25	15	22	22	41	236	24	166	44	27	64	30	36	391	65,9%
(+) Acréscimo Moratório - Venda de Energia	21	54	14	12	40	1	15	157	20	38	12	15	32	4	13	134	-14,8%
(+) Encargos da dívida	(113)	(199)	(106)	(59)	(158)	(82)	(461)	(1.177)	(123)	(323)	(156)	(102)	(301)	(119)	(532)	(1.655)	40,6%
(+) Encargos CVA	(5)	(4)	(1)	(0)	4	(1)	(7)	(14)	(5)	(4)	184	(4)	20	(1)	31	221	-1667,8%
(+) AVP - Comercial	1	(9)	(3)	3	(16)	0	(6)	(30)	(2)	(3)	2	2	0	3	0	4	-114,0%
(+) Contingências	(0)	(4)	(6)	(2)	(31)	6	30	(7)	(32)	(14)	(165)	10	(40)	9	(563)	(794)	11676,1%
(+) Outras Receitas / Despesas	17	(2)	8	(11)	(60)	(6)	66	11	(9)	11	(16)	(18)	1	(8)	163	124	1050,2%
Resultado financeiro	(42)	(90)	(68)	(42)	(199)	(60)	(322)	(825)	(126)	(129)	(95)	(71)	(223)	(81)	(850)	(1.575)	91%
(-/-) Efeitos Não Recorrentes	-	44	(20)	-	(68)	(4)	(77)	(126)	27	(6)	(16)	4	(91)	(0)	387	305	-342,1%
Resultado financeiro ajustado	(42)	(46)	(89)	(42)	(267)	(64)	(399)	(950)	(99)	(136)	(111)	(67)	(314)	(82)	(463)	(1.271)	34%
Δ%									132,3%	194,2%	25,3%	59,0%	17,3%	27,5%	15,8%	33,7%	

LUCRO LÍQUIDO

Lucro Líquido	4T24								4T25								Δ%
	MA	PA	PI	AL	CEEE-D	CEA	GO	Total	MA	PA	PI	AL	CEEE-D	CEA	GO	Total	
R\$ milhões																	
(+) Lucro Líquido / Prejuízo	225	506	128	8	(123)	79	440	1.263	229	410	275	55	(202)	(1)	(364)	402	-68%
(+) Impacto EBITDA (líquido de IR)	101	184	120	110	89	(45)	82	640	46	17	(192)	40	17	(22)	268	174	-72,8%
(+) Efeito IR e CSLL	(102)	(114)	(68)	(65)	-	(11)	(446)	(806)	(27)	(41)	(30)	(13)	(7)	8	(222)	(331)	-59,0%
(+) Depreciação	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	N/A
(+) Ajustes do Resultado Financeiro	-	44	(20)	-	(68)	(4)	(77)	(126)	27	(6)	(16)	4	(91)	(0)	387	305	-342,1%
(+) Outras Receitas/Despesas Não Operacionais	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	81	-	-	81	N/A
(+) VNR Líquido de IR e CSLL	(30)	(63)	(2)	(2)	(3)	(1)	(17)	(117)	(18)	(31)	(0)	(1)	(4)	(0)	(9)	(63)	-45,9%
(=) Lucro Líquido / Prejuízo Ajustado	194	556	157	51	(105)	19	(19)	854	258	349	37	86	(206)	(16)	61	568	-34%
Δ%									33,1%	-37,3%	-76,6%	66,3%	96,5%	-183,6%	-421,0%	-33,5%	

INVESTIMENTOS

Investimentos Distribuidoras	4T24								4T25								Δ%
	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total	
R\$ milhões																	
Ativos elétricos	284	242	160	98	296	82	575	1.736	195	452	158	133	307	24	551	1.820	4,8%
Obrigações especiais	19	520	21	1	8	18	-	588	51	474	57	9	12	33	10	646	9,9%
Ativos não elétricos	32	67	25	28	50	14	79	295	46	46	30	18	52	10	112	315	6,8%
<i>Projetos Estratégicos</i>	10	38	6	12	16	19	4	104	6	12	5	3	24	5	42	98	-6,1%
Total	335	829	206	127	354	114	654	2.619	292	972	245	160	371	67	673	2.781	6%
Δ%									-12,7%	17,3%	19,1%	25,9%	4,9%	-41,7%	2,8%	6,2%	

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

IMPOSTOS

No Grupo Equatorial, a apuração do Imposto de Renda Pessoa Jurídica (IRPJ) e da Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (CSLL) a pagar é influenciada positivamente pelos seguintes itens: (i) incentivo fiscal de redução de 75% do Imposto de Renda, decorrente do benefício de modernização total, obtido junto à SUDENE/SUDAM (válido até 2032 para as distribuidoras Maranhão, Piauí, Alagoas e CEA; e até 2034 para a Equatorial Pará); (ii) benefício de exclusão de até 60% dos valores despendidos em PD&I do lucro líquido; e (iii) benefícios de dedução do Imposto de Renda relacionados a despesas com alimentação dos colaboradores (PAT), licença-maternidade e doações.

IRPJ/CSLL (R\$MM)	2024							2025							
	Distribuição								Distribuição						
	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	
LAIR	816	2.194	372	367	(488)	201	(71)	878	1.805	619	354	(705)	11	(639)	
Despesas IRPJ/CSLL	(74)	(218)	(8)	(53)	49	-	428	(127)	(252)	(104)	(71)	-	(23)	286	
(+) Ativo fiscal diferido	(99)	(132)	5	(52)	49	0	434	54	(53)	8	4	-	-	338	
(+) Incentivos fiscais	190	500	76	60	-	-	-	162	364	108	47	-	-	-	
Imposto caixa	25	(86)	(12)	(2)	-	(0)	(6)	(181)	(199)	(112)	(76)	-	(23)	(52)	
Alíquota Efetiva de IRPJ e CSLL	3%	4%	3%	0%	0%	0%	9%	21%	11%	18%	21%	0%	214%	8%	

Efeitos Não Recorrentes	2024							2025						
	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO
Despesas IRPJ/CSLL	(67)	(79)	1	(6)	(49)	-	6	(4)	37	23	(29)	-	-	-
Ativo fiscal diferido	-	(35)	(68)	(32)	-	-	(356)	27	(37)	(23)	29	-	4	-
Incentivos fiscais	-	-	-	-	-	-	-	13	7	18	46	-	-	-

Ajustando por efeitos não-recorrentes, a alíquota das distribuidoras atinge:

IRPJ/CSLL (R\$MM) - Recorrente	2024							2025							
	Distribuição								Distribuição						
	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	
LAIR	816	2.194	372	367	(488)	201	(71)	878	1.805	619	354	(705)	11	(639)	
Despesas IRPJ/CSLL	(141)	(332)	(75)	(91)	(0)	-	78	(91)	(245)	(86)	(26)	-	(19)	286	
(+) Ativo fiscal diferido	(99)	(167)	(63)	(83)	49	0	78	81	(89)	(14)	33	-	4	338	
Imposto calculado	(241)	(498)	(138)	(175)	49	0	156	(10)	(334)	(101)	8	-	(14)	624	
(+) Incentivos fiscais	190	500	76	60	-	-	-	175	371	125	93	-	-	-	
Imposto caixa	(42)	(165)	(12)	(8)	(0)	(0)	-	(172)	(156)	(72)	(59)	-	(23)	(52)	
Alíquota Efetiva de IRPJ e CSLL	5%	8%	3%	2%	0%	0%	0%	20%	9%	12%	17%	0%	214%	8%	

RENOVÁVEIS

DESEMPENHO OPERACIONAL

GERAÇÃO

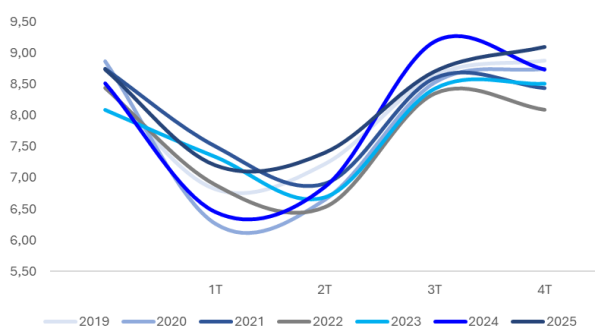
Complexos Eólicos	Geração (GWh)				Ventos (m/s)			
	4T24	4T25	Δ%	Δ	4T24	4T25	Δ%	Δ
Portfólio Eólico	1.304,8	1.175,0	-9,9%	-129,8	8,7	9,1	4,1%	0,4
<i>Constrained-Off</i>	147,4	396,0	168,6%	248,6				
Portfólio Eólico ex Constrained-Off	1.452,2	1.570,9	8,2%	118,7	8,7	9,1	4,1%	0,4

Complexos Solares	Geração (GWh)				Irradiância Média (W/m ²)			
	4T24	4T25	Δ%	Δ	4T24	4T25	Δ%	Δ
Portfólio Solar	258,8	213,3	-17,6%	-45,5	294,0	277,0	-5,8%	-17,0
<i>Constrained-Off</i>	116,3	129,5	11,4%	13,3				
Portfólio Solar ex Constrained-Off	375,1	342,8	-8,6%	-32,2	294,0	277,0	-5,8%	-17,0

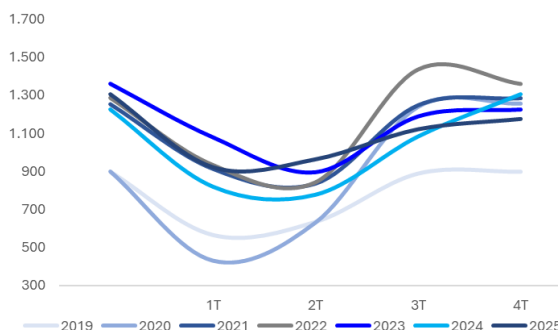
Portfólio	Geração (GWh)			
	4T24	4T25	Δ%	Δ
Portfólio Consolidado	1.563,6	1.388,3	-11,2%	-175,3
<i>Constrained-Off</i>	263,7	525,5	99,3%	261,8
Portfólio ex Constrained-Off	1.827,3	1.913,8	4,7%	86,5

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

MÉDIA DOS VENTOS - PORTFÓLIO EÓLICO (m/s)



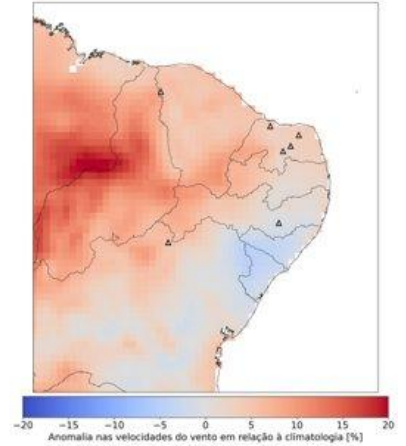
GERAÇÃO TOTAL - PORTFÓLIO EÓLICO (GWh)



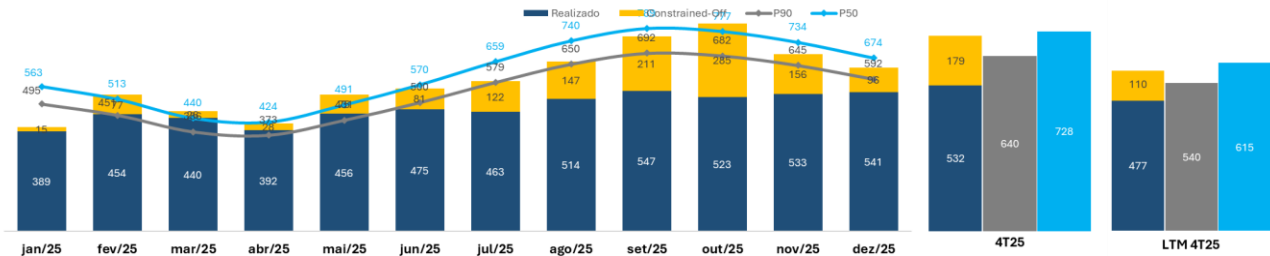
O 4T25 foi marcado por velocidades de vento dentro da média climatológica na maior parte do Nordeste, sendo que em algumas áreas dos estados do Maranhão, Piauí, Ceará, Rio Grande do Norte e Bahia que registraram anomalias positivas. Em comparação com o 4T24, a velocidade média dos ventos nos complexos da Echoenergia apresentou um aumento de 4%, na medida em que no período anterior alguns sites apresentaram um recurso eólico abaixo da média climatológica.

A figura ao lado ilustra as anomalias de vento no 4T25 em relação à média de longo prazo, evidenciando o impacto climático positivo nos complexos eólicos da Echoenergia. Importante mencionar que, excluindo-se efeitos do *constrained-off*, os resultados de geração deste período ficaram próximos de P60 para os ativos eólicos e de P97 para os ativos solares.

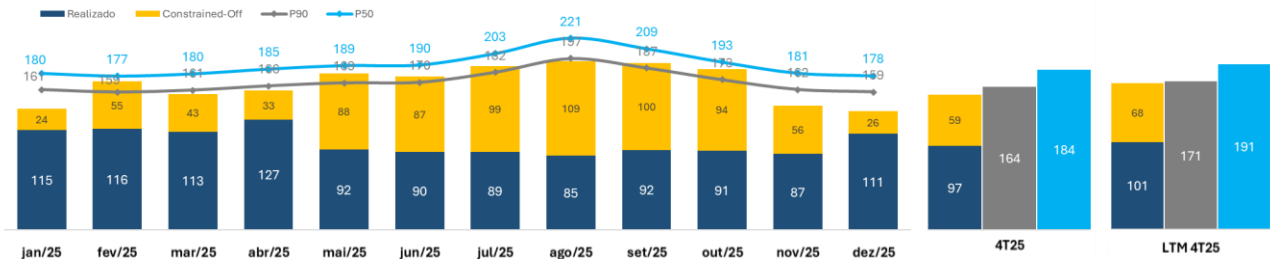
Os gráficos a seguir apresentam a geração de energia eólica e solar da Echoenergia nos últimos doze meses e a visão para o 4T25, comparando-a com os valores de P50 e P90 anual revisados pela empresa. Vale destacar que essas estimativas de produção de energia são consideradas robustas, pois os estudos 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 (MWh)



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



EFEITOS DO CONSTRAINED-OFF

No 4T25, os efeitos de *constrained-off* totalizaram 525 GWh, o que representou uma restrição de 27,4% da energia ou um impacto financeiro de R\$ 112 milhões. O volume de energia cortada concentrou-se majoritariamente nos complexos eólicos, com destaque para o complexo de Serra do Mel (278 GWh ou R\$ 65,5 milhões). Contudo, em termos percentuais, os impactos foram proporcionalmente mais acentuados nos ativos solares, atingindo 37,7% (R\$ 16 milhões), refletindo a maior exposição deste segmento às restrições operacionais do sistema.

Na comparação trimestral, o volume de *constrained-off* foi superior aos 264 GWh (R\$ 53 milhões) registrados no 4T24, movimento impulsionado sobretudo pelo incremento das restrições nos complexos eólicos. No acumulado de 2025, em relação ao ano anterior, o curtailment nos ativos eólicos apresentou um aumento de 1,2 p.p., enquanto o segmento solar registrou uma elevação de 5,0 p.p.

Quanto à natureza das restrições, o portfólio foi impactado predominantemente por razões de confiabilidade, que responderam por 56% do total (295 GWh ou R\$ 75 milhões), seguidas por cortes de ordem energética (42%, equivalente a 220 GWh ou R\$ 34 milhões). Os efeitos por indisponibilidade externa representaram os 2% remanescentes (R\$ 2 milhões). No segmento solar, as limitações por ordem energética foram mais expressivas, representando aproximadamente 65% do total do segmento no trimestre.

Ao longo do período, não houve alterações nos critérios de apuração do *constrained-off*. O Grupo segue atuando de forma coordenada com o ONS, órgãos reguladores e associações setoriais, com foco na mitigação desses impactos e no contínuo aumento da previsibilidade operacional do portfólio.

Unidade	[%]	Visão Echoenergia									Visão ONS
		Total		Confiabilidade		Indisponibilidade		Energético			
		[GWh]	[R\$ milhões]	[GWh]	[R\$ milhões]	[GWh]	[R\$ milhões]	[GWh]	[R\$ milhões]	[GWh]	
Eólicas	4T24	10,2%	147	36	100	28	3	1	44	8	137
	4T25	25,2%	396	96	255	68	7	2	134	26	364
	3T23 a 4T25	17,2%	2.203	400	1.650	297	116	24	437	79	1.859
Solares	4T24	31,0%	116	16	45	9	7	2	64	5	93
	4T25	37,7%	130	16	40	7	4	1	85	9	129
	3T23 a 4T25	38,5%	917	96	349	44	92	10	476	42	717
Portfólio	4T24	14,4%	264	53	146	37	10	3	108	13	229
	4T25	27,4%	525	112	295	75	11	2	220	34	493
	3T23 a 4T25	20,6%	3.120	496	1.999	340	208	34	913	122	2.576

DESEMPENHO FINANCEIRO

DRE	Echo Participações				Echo Crescimento			
	4T24	4T25	Δ%	Δ	4T24	4T25	Δ%	Δ
Receita Líquida	333,3	340,6	2,2%	7,3	57,4	85,6	49,2%	28,2
(-) Compra de Energia	(42,9)	(45,5)	6,2%	(2,6)	(4,4)	(26,3)	500,3%	(21,9)
(+/-) Efeito MtM (Ganhos e Perdas)	-	-	N/A	-	(0,1)	(0,0)	-99,7%	0,1
Lucro Bruto de Energia	290,4	295,1	1,6%	4,7	52,9	59,3	12,2%	6,4
Custos e Despesas Operacionais	(89,7)	(389,2)	334,0%	(299,5)	(68,1)	(629,4)	824,3%	(561,3)
(-) Custo de Operação e Produção de Energia	(82,6)	(87,6)	6,1%	(5,1)	(66,5)	(19,7)	-70,5%	46,9
(-) Despesas Operacionais e Administrativas	(7,1)	(301,6)	4125,4%	(294,5)	(1,6)	(609,7)	38651,0%	(608,2)
EBITDA	200,7	(94,1)	-146,9%	(294,8)	(15,2)	(570,1)	-3641,5%	(554,9)
Margem EBITDA (%)	60,2%	-27,6%	-87,9p.p.	N/A	-26,6%	-665,8%	-639,2p.p.	N/A
(-/+) Efeitos Não-Recorrentes	11,8	284,3	2307,1%	272,5	50,0	605,6	1110,4%	555,6
(-/+) Efeito MtM (Ganhos e Perdas)	-	-	N/A	-	0,1	0,0	-69,3%	(0,1)
EBITDA Ajustado	212,5	190,2	-10,5%	(22,3)	34,9	35,6	1,8%	0,6
Margem EBITDA Ajustada (%)	63,8%	55,8%	-7,9p.p.	N/A	60,9%	41,6%	-19,3p.p.	N/A
(-) Depreciação/Amortização	(74,8)	(69,6)	-6,9%	5,2	(19,3)	(19,4)	0,6%	(0,1)
(+/-) Resultado Financeiro	(69,9)	(39,1)	-44,0%	30,7	(68,7)	(53,5)	-22,1%	15,2
(-) Impostos	32,2	(25,1)	-178,1%	(57,3)	(2,2)	(4,7)	107,9%	(2,4)
Lucro (Prejuízo) Líquido Reportado	88,2	(228,0)	-358,4%	(316,2)	(105,5)	(647,7)	-514,0%	(542,2)
Margem Líquida (%)	26,5%	-66,9%	-93,4p.p.	N/A	-183,8%	-756,4%	-572,6p.p.	N/A
Lucro (Prejuízo) Líquido Ajustado	100,1	56,3	-43,7%	(43,7)	(55,3)	(42,0)	24,1%	13,3
Margem Líquida Ajustada (%)	30,0%	16,5%	-13,5p.p.	N/A	-96,4%	-49,0%	47,3p.p.	N/A

DRE	Echoenergia (Part. + Cresc.)			
	4T24	4T25	Δ%	Δ
Receita Líquida	390,7	426,3	9,1%	35,6
(-) Compra de Energia	(47,3)	(71,8)	52,0%	(24,6)
(+/-) Efeito MtM (Ganhos e Perdas)	(0,1)	(0,0)	-99,7%	0,1
Lucro Bruto de Energia	343,3	354,4	3,3%	11,2
Custos e Despesas Operacionais	(157,8)	(1.018,6)	545,6%	(860,8)
(-) Custo de Operação e Produção de Energia	(149,1)	(107,3)	-28,0%	41,8
(-) Despesas Operacionais e Administrativas	(8,7)	(911,4)	10361,1%	(902,7)
EBITDA	185,5	(664,2)	-458,1%	(849,7)
Margem EBITDA (%)	47,5%	-155,8%	-203,3p.p.	N/A
(-/+) Efeitos Não-Recorrentes	61,8	889,9	1338,9%	828,1
(-/+) Efeito MtM (Ganhos e Perdas)	0,1	0,0	-69,3%	(0,1)
EBITDA Ajustado	247,5	225,8	-8,8%	(21,7)
Margem EBITDA Ajustada (%)	63,3%	53,0%	-10,4p.p.	N/A
(-) Depreciação/Amortização	(94,1)	(89,0)	-5,4%	5,1
(+/-) Resultado Financeiro	(138,6)	(92,7)	-33,1%	45,9
(-) Impostos	29,9	(29,8)	-199,5%	(59,7)
Lucro (Prejuízo) Líquido Reportado	(17,2)	(875,7)	-4982,6%	(858,4)
Margem Líquida (%)	-4,4%	-205,4%	-201p.p.	N/A
Lucro (Prejuízo) Líquido Ajustado	44,8	14,3	-68,0%	(30,4)
Margem Líquida Ajustada (%)	11,5%	3,4%	-8,1p.p.	N/A

LUCRO BRUTO DE ENERGIA – ECHOENERGIA

O Lucro Bruto de Energia da Echoenergia foi de R\$ 354,4 milhões no 4T25, um aumento de 3,3% quando comparado ao mesmo período do ano passado, ou de R\$ 11,2 milhões. Apesar da menor geração registrada no período, o Lucro Bruto registrou um aumento, devido, principalmente, aos reajustes inflacionários (IPCA) e ganhos com operações de swap de lastro incentivado, oriundas das usinas cuja geração líquida se situou abaixo da garantia física.

IMPAIRMENT – ECHOENERGIA

Em decorrência dos efeitos de *constrained-off* nos ativos da companhia, foi reconhecido um ajuste de *impairment* no investimento da companhia, no montante total de R\$ 879,8 milhões no 4T25. Essa perda decorre da revisão das premissas utilizadas no teste de recuperabilidade das Unidades Geradoras de Caixa (Echo Par e Echo Crescimento), principalmente em relação às expectativas de geração efetiva de energia, à incorporação estrutural dos efeitos de *curtailment* nas projeções de fluxo de caixa e às perspectivas de preços de energia no longo prazo. Como resultado dessa revisão, o valor contábil de determinados ativos passou a exceder seu valor recuperável, levando ao reconhecimento da perda contábil no período. Essa perda não possui efeito caixa e poderá ser revertida futuramente caso haja melhoria nas condições operacionais ou de mercado, como redução dos níveis de *curtailment* ou revisão das premissas de geração e preços de energia.

CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS - ECHOENERGIA

Os custos e despesas operacionais da Echoenergia, totalizaram R\$ 138,9 milhões no 4T25, redução de 12,0%, ou de R\$ 18,9 milhões, quando comparado ao 4T24. Ajustando ambos os períodos pelos efeitos não-recorrentes, os custos e despesas operacionais totalizaram R\$ 128,7 milhões no 4T25, incremento de 34,2%, ou R\$ 32,8 milhões, frente ao 4T24. Tal variação é justificada principalmente por:

- Aumento de despesas com arrendamentos, impostos, materiais e logística (+R\$ 18,3 milhões);
- Aumento na linha de serviços especializados e O&M, ligado a ação corretiva no parque Echo 2 e serviços ambientais (+R\$ 14,3 milhões);
- Aumento de despesas com pessoal (+R\$ 2,3 milhões);
- Maior nível de encargos de conexão e transmissão (+R\$ 1,8 milhão);
- Parcialmente compensados por redução em seguros (-R\$ 3,9 milhões).

EBITDA Ajustado - ECHOENERGIA

O EBITDA da Echoenergia totalizou resultado negativo de R\$ 664,2 milhões, impactado principalmente pelo ajuste de *Impairment*. Na visão ajustada o EBITDA alcançou R\$ 225,8 milhões, reduzindo em função do aumento das despesas de O&M e pessoal.

RESULTADO FINANCEIRO - ECHOENERGIA

O resultado financeiro líquido da Echoenergia registrado no 4T25 foi de R\$ 92,7 milhões negativos, apresentando uma melhora de R\$ 45,9 milhões quando comparado ao 4T24, reflexo da redução do IPCA, principal indexador da dívida e maior rendimento das aplicações.

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 Sol Energias), veículo de comercialização do grupo, o qual é atualmente consolidado, na visão societária, sob a Equatorial Serviços.

DRE	Echoenergia (Part. + Cresc.)				EQTL Renováveis			
	4T24	4T25	Δ%	Δ	4T24	4T25	Δ%	Δ
Receita Líquida	390,7	426,3	9,1%	35,6	339,9	774,8	127,9%	434,9
(-) Compra de Energia	(47,3)	(71,8)	52,0%	(24,6)	(341,2)	(764,4)	124,0%	(423,1)
(+/-) Efeito MtM (Ganhos e Perdas)	(0,1)	(0,0)	-99,7%	0,1	(10,7)	57,9	-639,4%	68,6
Lucro Bruto de Energia	343,3	354,4	3,3%	11,2	(12,0)	68,4	-668,2%	80,4
Custos e Despesas Operacionais	(157,8)	(1.018,6)	545,6%	(860,8)	(17,0)	(27,6)	62,5%	(10,6)
(-) Custo de Operação e Produção de Energia	(149,1)	(107,3)	-28,0%	41,8	(0,9)	(20,9)	2194,9%	(20,0)
(-) Despesas Operacionais e Administrativas	(8,7)	(911,4)	10361,1%	(902,7)	(16,1)	(6,7)	-58,1%	9,4
EBITDA	185,5	(664,2)	-458,1%	(849,7)	(29,0)	40,8	240,4%	69,8
Margem EBITDA (%)	47,5%	-155,8%	-203,3p.p.	N/A	-8,5%	5,3%	13,8p.p.	N/A
(-/+) Efeitos Não-Recorrentes	61,8	889,9	1338,9%	828,1	-	6,7	N/A	6,7
(-/+) Efeito MtM (Ganhos e Perdas)	0,1	0,0	-69,3%	(0,1)	10,7	(57,9)	-639,4%	(68,6)
EBITDA Ajustado	247,5	225,8	-8,8%	(21,7)	(18,3)	(10,4)	42,9%	7,8
Margem EBITDA Ajustada (%)	63,3%	53,0%	-10,4p.p.	N/A	-5,4%	-1,3%	4p.p.	N/A
(-) Depreciação/Amortização	(94,1)	(89,0)	-5,4%	5,1	(0,1)	(0,1)	-34,5%	0,1
(+/-) Resultado Financeiro	(138,6)	(92,7)	-33,1%	45,9	(0,0)	1,1	-9535,4%	1,1
(-) Impostos	29,9	(29,8)	-199,5%	(59,7)	2,5	(19,7)	-873,1%	(22,2)
Lucro (Prejuízo) Líquido Reportado	(17,2)	(875,7)	-4982,6%	(858,4)	(26,6)	22,0	182,8%	48,7
Margem Líquida (%)	-4,4%	-205,4%	-201p.p.	N/A	-7,8%	2,8%	10,7p.p.	N/A
Lucro (Prejuízo) Líquido Ajustado	44,8	14,3	-68,0%	(30,4)	(15,9)	(29,2)	-83,3%	(13,3)
Margem Líquida Ajustada (%)	11,5%	3,4%	-8,1p.p.	N/A	-4,7%	-3,8%	0,9p.p.	N/A

DRE	Proforma (Echoenergia + EQTL Renováveis)			
	4T24	4T25	Δ%	Δ
Receita Líquida	730,6	1.201,1	64,4%	470,5
(-) Compra de Energia	(388,5)	(836,2)	115,2%	(447,7)
(+/-) Efeito MtM (Ganhos e Perdas)	(10,9)	57,9	-632,3%	68,8
Lucro Bruto de Energia	331,2	422,8	27,6%	91,6
Custos e Despesas Operacionais	(174,8)	(1.046,2)	498,6%	(871,5)
(-) Custo de Operação e Produção de Energia	(150,0)	(128,1)	-14,6%	21,8
(-) Despesas Operacionais e Administrativas	(24,8)	(918,1)	3602,9%	(893,3)
EBITDA	156,5	(623,4)	-498,5%	(779,9)
Margem EBITDA (%)	21,4%	-51,9%	-73,3p.p.	N/A
(-/+) Efeitos Não-Recorrentes	61,8	896,6	1349,7%	834,8
(-/+) Efeito MtM (Ganhos e Perdas)	10,9	(57,9)	-631,9%	(68,7)
EBITDA Ajustado	229,2	215,3	-6,0%	(13,8)
Margem EBITDA Ajustada (%)	31,4%	17,9%	-13,4p.p.	N/A
(-) Depreciação/Amortização	(94,2)	(89,1)	-5,5%	5,1
(+/-) Resultado Financeiro	(138,6)	(91,6)	-33,9%	47,0
(-) Impostos	32,5	(49,5)	-252,3%	(82,0)
Lucro (Prejuízo) Líquido Reportado	(43,9)	(853,6)	-1846,0%	(809,7)
Margem Líquida (%)	-6,0%	-71,1%	-65,1p.p.	N/A
Lucro (Prejuízo) Líquido Ajustado	28,9	(14,8)	-151,3%	(43,7)
Margem Líquida Ajustada (%)	4,0%	-1,2%	-5,2p.p.	N/A

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

SANEAMENTO

Indicadores Operacionais - Água	4T24	4T25	Δ% vs 4T24
Economias faturadas (mil)	95,431	96,415	1,0%
Volume Faturado (mil m ³)	5.485	5.391	-1,7%
Índice de cobertura (%)	63,5%	71,6%	8,1 p.p.
Índice de Perda da Distribuição (%)	63,21%	64,51%	1,3 p.p.

Indicadores Operacionais - Esgoto	4T24	4T25	Δ% vs 4T24
Economias faturadas (mil)	18,872	19,017	0,8%
Volume Faturado (mil m ³)	1.014	1.069	5,4%
Índice de cobertura (%)	14,7%	15,6%	0,9 p.p.

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

DESEMPENHO FINANCEIRO

Demonstração de Resultado	4T24	4T25	Δ%	Δ	2024	2025
R\$ milhões						
Receita Operacional	85,7	73,7	-14,0%	(12,0)	229,3	219,6
Abastecimento de água e serviços de esgoto	26,2	29,5	12,7%	3,3	95,9	108,0
Receita de construção	56,9	42,7	-24,9%	(14,2)	126,7	105,0
Outras receitas	2,7	1,5	-42,3%	(1,1)	6,6	6,6
Deduções à receita operacional	(4,7)	(5,4)	15,2%	(0,7)	(11,5)	(13,2)
Receita operacional líquida	81,0	68,3	-15,7%	(12,7)	217,7	206,4
Custos de construção	(56,9)	(42,7)	-24,9%	14,2	(126,7)	(105,0)
Custo da Operação	(22,7)	(317,9)	1298,1%	(295,1)	(97,4)	(380,4)
PMSO	(17,5)	(18,0)	2,8%	(0,5)	(65,7)	(65,6)
<i>Pessoal</i>	<i>(7,4)</i>	<i>(5,1)</i>	<i>-31,1%</i>	<i>2,3</i>	<i>(28,8)</i>	<i>(20,2)</i>
<i>Material</i>	<i>(2,2)</i>	<i>(2,7)</i>	<i>19,0%</i>	<i>(0,4)</i>	<i>(9,1)</i>	<i>(9,5)</i>
<i>Serviços de terceiros</i>	<i>(5,2)</i>	<i>(6,7)</i>	<i>29,7%</i>	<i>(1,5)</i>	<i>(14,2)</i>	<i>(19,5)</i>
<i>Outros</i>	<i>(2,7)</i>	<i>(3,5)</i>	<i>29,9%</i>	<i>(0,8)</i>	<i>(13,6)</i>	<i>(16,4)</i>
PDD/Provisões	(5,3)	12,2	330,5%	17,5	(31,5)	(3,6)
Outras Receitas e Despesas Operacionais	0,1	(312,1)	-589037,7%	-312,2	(0,2)	(311,2)
EBITDA	1,4	(292,2)	-21094,8%	(293,6)	(6,4)	(279,1)
(-/+ Efeitos Não Recorrentes)	-	300,1	N/A	300,1	-	311,2
EBITDA Ajustado	1,4	7,9	465,5%	6,5	(6,4)	32,1
Depreciação e amortização	(7,4)	(8,6)	16,5%	(1,2)	(29,4)	(32,2)
Resultado financeiro	(46,0)	(34,0)	-26,1%	12,0	(166,1)	(174,8)
Receita financeira	1,8	2,4	31,7%	0,6	9,5	6,3
Despesa financeira	(47,8)	(36,4)	-23,8%	11,4	(175,6)	(181,1)
Tributos	-	-	N/A	0,0	-	-
Resultado do exercício Ajustado	(51,9)	(34,7)	-33,2%	17,2	(201,9)	(174,9)

RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA - CSA

No 4T25, a receita operacional líquida da CSA atingiu R\$ 68,3 milhões. Desconsiderando a receita de construção nos períodos, a Receita Operacional Líquida apresentou crescimento de R\$ 1,5 milhão, ou 6,2%, refletindo o aumento na

receita de água e esgoto, puxado pelo reajuste aplicado em setembro/25 de 8,11%, e pelo avanço da hidrometração entre períodos, onde o cliente hidrometrado apresenta tarifa média maior que o cliente não hidrometrado.

CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS - CSA

O PMSO do período atingiu R\$ 18 milhões, R\$ 0,5 milhões maior que o mesmo período do ano anterior, influenciado principalmente pelo aumento na linha de materiais, serviços de terceiros e outros, relativo, respectivamente, à utilização de produtos químicos em função do aumento do volume de água captada, aumento das ações e ferramentas de cobrança, aumento das ocorrências de manutenção de rede e recapeamento asfáltico, por último, aumento dos custos de energia elétrica em função do reajuste aplicado pela CEA no 4T24 e do aumento do volume de água captada.

A PECLD no trimestre teve uma reversão de R\$ 12,5 milhões. Na visão ajustada, desconsiderando o efeito da atualização da matriz de provisão que trouxe uma reversão de R\$ 12 milhões, a PECLD atinge R\$ 0,5 milhão e a PECLD/ROB atinge - 1,5% no 4T25.

Na linha Outras Receitas e Despesas Operacionais observa-se uma variação significativa devido ao efeito de Ajuste de Recuperação de Ativos - *Impairment* da CSA, no valor de R\$ 309 milhões. Este ajuste reflete a alteração nas expectativas no fluxo de receitas da concessionária, sendo parte delas passíveis de reequilíbrio.

EBITDA - CSA

O EBITDA ajustado no 4T25 atingiu R\$ 7,9 milhões, um aumento significativo em relação ao 4T24 de R\$ 6,5 milhões. Esse crescimento reflete uma queda nos custos de construção e melhora da linha de provisões.

RESULTADO FINANCEIRO - CSA

No 4T25, o resultado financeiro foi negativo em R\$ 34,0 milhões, uma melhora de R\$ 12,0 milhões na comparação com o 4T24, impactado principalmente, pela redução do IPCA, principal indexador da dívida e pela liquidação antecipada da 1ª emissão de debêntures ocorrida no 4T25 no valor de R\$ 269 MM.

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

EQUATORIAL SERVIÇOS

Demonstração de Resultado	4T24	4T25	Δ%	Δ
R\$ milhões				
Receita Operacional Bruta	453,8	1.057,0	132,9%	603,2
Deduções	(82,4)	(122,5)	48,6%	(40,1)
Receita Operacional Líquida	371,4	934,5	151,6%	563,1
Custos Operacionais	(311,1)	(766,8)	146,5%	(455,7)
Despesas Operacionais	(63,7)	(97,0)	52,3%	(33,3)
EBITDA	(3,4)	70,7	2205,1%	74,0
<i>Margem EBITDA</i>	-0,9%	7,6%	-936,7%	
(-/+ Efeito MtM (Ganhos e Perdas))	11,9	(57,9)	-587,9%	(69,7)
EBITDA Ajustado	8,5	12,8	51,0%	4,3
Depreciação e Amortização	(4,7)	(7,4)	58,2%	(2,7)
Resultado do serviço (EBIT)	(8,1)	63,3	884,9%	71,3
Resultado financeiro	(6,2)	(0,7)	-89,4%	5,6
Equivalência	8,4	(4,2)	-149,5%	(12,6)
Tributos	5,9	(28,0)	-575,8%	(33,9)
Lucro Líquido	(0,0)	30,4	N/A	30,4

DESEMPENHO FINANCEIRO – SERVIÇOS

As variações da receita e dos custos da Equatorial Serviços refletem, principalmente, os resultados da comercializadora do grupo (Equatorial Renováveis) que apresentou uma receita operacional líquida crescente, sobretudo, devido à marcação a mercado das exposições abertas da carteira de *Trading* da nossa comercializadora.

O EBITDA Ajustado do período foi de R\$ 12,8 milhões, crescimento de 51%, principalmente, em decorrência do crescimento de contratos de compra e venda de energia da Equatorial Renováveis.

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

SERVIÇOS PRESTADOS PELO AUDITOR INDEPENDENTE

Por fim, durante o exercício de 2025, a Ernst & Young Auditores Independentes S/S Ltda., auditor independente da Companhia, prestou outros serviços além da auditoria das demonstrações contábeis e da revisão de informações intermediárias, tais como: revisão da tradução das demonstrações financeiras para o inglês; emissão de relatório de asseguarção limitada sobre *covenants*; auditoria de demonstrações regulatórias; asseguarção limitada sobre outras contas a receber; asseguarção limitada sobre indicadores de sustentabilidade; diagnóstico de aderência às normas relacionadas à sustentabilidade; emissão de laudo de avaliação de patrimônio líquido contábil; e procedimentos previamente acordados sobre relatório de controle patrimonial.

A política de contratação adotada pela Companhia observa a regulamentação aplicável e assegura a independência do auditor, conforme previsto na Instrução CVM nº 381/03, conforme alterada pela Resolução CVM nº 162/2022, especialmente no que se refere à vedação de que o auditor audite o próprio trabalho, exerça funções gerenciais na Companhia ou atue na promoção de seus interesses.

As seguintes informações constantes deste Relatório da Administração não foram revisadas pelos auditores independentes: (i) dados operacionais; (ii) informações financeiras proforma e suas comparações com resultados societários; e (iii) expectativas da administração quanto ao desempenho futuro da Companhia.

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



Earnings
Release
4Q25



EQTL B3
LISTED NM



BRASIL
BOLSA
BALCÃO

Por você hoje.
Pelo futuro todo dia.

GRUPO
equatorial

Brasília, March 25, 2026 – Equatorial S.A., a multi-utilities holding, operating in the Distribution, Generation, Transmission, Trading, Services, Sanitation and Telecom segments (B3: EQTL3; USOTC: EQUQY), announces the results for the fourth quarter of 2025 (4Q25) and accumulated 2025.

Adjusted Consolidated EBITDA grows 10.5%, R\$ 3.5 billion in the period (vs. 4Q24)¹

Progress in quality indicators, market growth, and improved leverage.

- **Operational Quality** – Achievement of contractual DEC targets for **CEEE-D** and regulatory DEC targets in **Alagoas**, along with a reduction in **DEC in 4Q25 vs. 4Q24 across all distribution companies in the group**.
- Consolidated **increase** in the **volume of billed** energy + Compensated energy from distributed generation (GD) II and III of **4.0%**.
- **Consolidated total losses** below the regulatory level, under the updated CP09 methodology (18.1%, 0.8 p.p. below regulatory threshold).
- **Equity income** from **SABESP** reached **R\$ 394 million** in the quarter.
- **Consolidated investments** amounted to approximately **R\$ 2.9 billion** in 4Q25.
- **Net Debt / Consolidated EBITDA** ratio (covenant basis) ended the quarter at **2.6x** (excluding capital gains from the Transmission sale, Net Debt / EBITDA stands at 3.0x).
- **Cash and financial investments** reached **R\$ 11.2 billion**, equivalent to **2.5x short-term debt**.
- **Total interest on Equity (JCP)** declared amounted to R\$ 1.987 billion (R\$ 1.58 per share), of which R\$ 1.819 billion has already been paid (R\$ 1.45 per share), representing an 185% payout of distributable profit.
- Capitalization of retained earnings reserves amounting to **R\$ 9.5 billion²**.
- **R\$ 19.5 billion raised** in 2025, with average debt maturity extended from 5.4 years in 2024 to 6.0 years and the average spread, only for CDI-linked debt, decreased by 40 bps (from CDI + 1.12% p.a. to CDI + 0.71% p.a.).
- **Approval of a new application for SUDAM tax benefits at Equatorial Pará**, with the benefit extended through **2034**.
- **Closing of the sale of Equatorial Transmissão**, with recognition of a R\$ 2.2 billion capital gain. The transaction generated equity value + capital reduction amounting to R\$ 6.4 billion, which alongside cash, was allocated to: (i) prepayment of holding-level debt (including SABESP commercial note) and CSA company, amounting to R\$ 2.7 billion; (ii) early redemption of Class A and B preferred shares of Equatorial Distribuição, amounting to R\$ 2.6 billion; and (iii) JCP distribution of R\$ 1.8 billion.
- Following the **Transmission segment** sale, all 2025 results were reclassified to **Discontinued Operations**.
- **Recognition of the 2019 Extraordinary Tariff Revision (RTE) for Piauí**, with an impact of R\$ 212 million on EBITDA and R\$ 188 million on financial results.
- **Accounting of contingencies (Goiás)**, resulting from the completion of the contingency reassessment work, which resulted in a positive impact on the consolidated EBITDA of R\$ 42 million, R\$ 57 million on financial results and R\$ 99 million on profit before income tax, this effect being more attenuated in the holding company due to reversals associated with the PPA; in the Goiás operation, in turn, additional provisions were constituted, with an impact of R\$ 137 million on EBITDA, R\$ 387 million on financial results and R\$ 525 million on profit before income tax.
- Total **impairment** losses recognized in the amount of R\$ 3,547 million, of which R\$ 3,239 million relates to Echoenergia, including R\$ 2,359 million in goodwill at the holding level and R\$ 879 million in Echo Crescimento and Echo Participações investments.

¹ Net Adjusted EBITDA of non-recurring effects and non-cash impacts from VNR, IFRS, and MtM.

² On the date, the Company had 1,258,238,581 shares outstanding.

MAIN MACROINDICATORS

Financial Highlights	4Q24	4Q25	Δ%	Δ	2024	2025	Δ%	Δ
R\$ million								
Net Operating Revenues (NOR)	12,618	14,418	14.3%	1,800	45,367	52,074	14.8%	6,707
Adjusted EBITDA (Quarter)	3,204	3,541	10.5%	337	10,924	12,190	11.6%	1,267
<i>EBITDA Margin (% NOR)</i>	<i>25.4%</i>	<i>24.6%</i>	<i>-0.8 p.p.</i>		<i>24.1%</i>	<i>23.4%</i>	<i>-0.7 p.p.</i>	
Adjusted Net Income	1,011	802	-20.7%	(209)	2,522	2,646	4.9%	123
<i>Net Income Margin (% NOR)</i>	<i>8.0%</i>	<i>5.6%</i>	<i>-2.4 p.p.</i>		<i>5.6%</i>	<i>5.1%</i>	<i>-0.5 p.p.</i>	
Investments	2,696	2,927	8.6%	231	8,896	10,985	23.5%	2,088
Net Debt	42,515	41,926	-1.4%	(589)	42,515	41,926	-1.4%	(589)
Net Debt / Adj EBITDA (Last 12 months)	3.3	2.6	-0.7x		3.3	2.6	-0.7x	
Cash / Short Term Debt	2.2	2.5	0.4x		2.2	2.5	0.4x	

Summary

Summary	46
CONSOLIDATED FINANCIAL PERFORMANCE	6
ADJUSTED GROSS MARGIN.....	7
COSTS AND EXPENSES	9
EBITDA.....	12
FINANCIAL RESULT	56
NET INCOME.....	58
DEBT.....	58
INVESTMENTS	62
ESG (Environmental, Social and Governance)	63
DISTRIBUTION.....	64
COMMERCIAL PERFORMANCE	64
OPERATIONAL PERFORMANCE.....	66
FINANCIAL PERFORMANCE.....	67
GROSS MARGIN	67
OPERATING EXPENSES AND OPEX/CONSUMER.....	68
EBITDA.....	29
NON-RECURRING EFFECTS – EBITDA.....	73
FINANCIAL RESULT	74
NET INCOME.....	74
INVESTMENTS	74
TAXES	75
RENEWABLES.....	76
OPERATIONAL PERFORMANCE.....	76
FINANCIAL PERFORMANCE.....	79
SANITATION.....	82
FINANCIAL PERFORMANCE.....	82
EQUATORIAL SERVIÇOS	84
SERVICES PROVIDED BY THE INDEPENDENT AUDITOR	85

NOTICE

Forward-looking statements are subject to risks and uncertainties. Such statements are based on the beliefs and assumptions of our Management and information to which the Company currently has access. Forward-looking statements include information about our current intentions, beliefs or expectations, as well as those of the Company's Board of Directors and Officers. Disclaimers with respect to forward-looking statements and information also include information about possible or assumed operating results, as well as statements that precede, follow or include the words “believes”, “may”, “will”, “continues”, “expects”, “anticipates”, “intends”, “estimates” or similar expressions.

Forward-looking statements and information are not guarantees of performance. They involve risks, uncertainties and assumptions because they refer to future events, therefore depending on circumstances that may or may not occur. Future results and the creation of shareholder value may differ materially from those expressed or suggested by forward-looking statements. Many of the factors that will determine these results and values are beyond the Company's ability to control or predict.

Accounting criteria adopted:

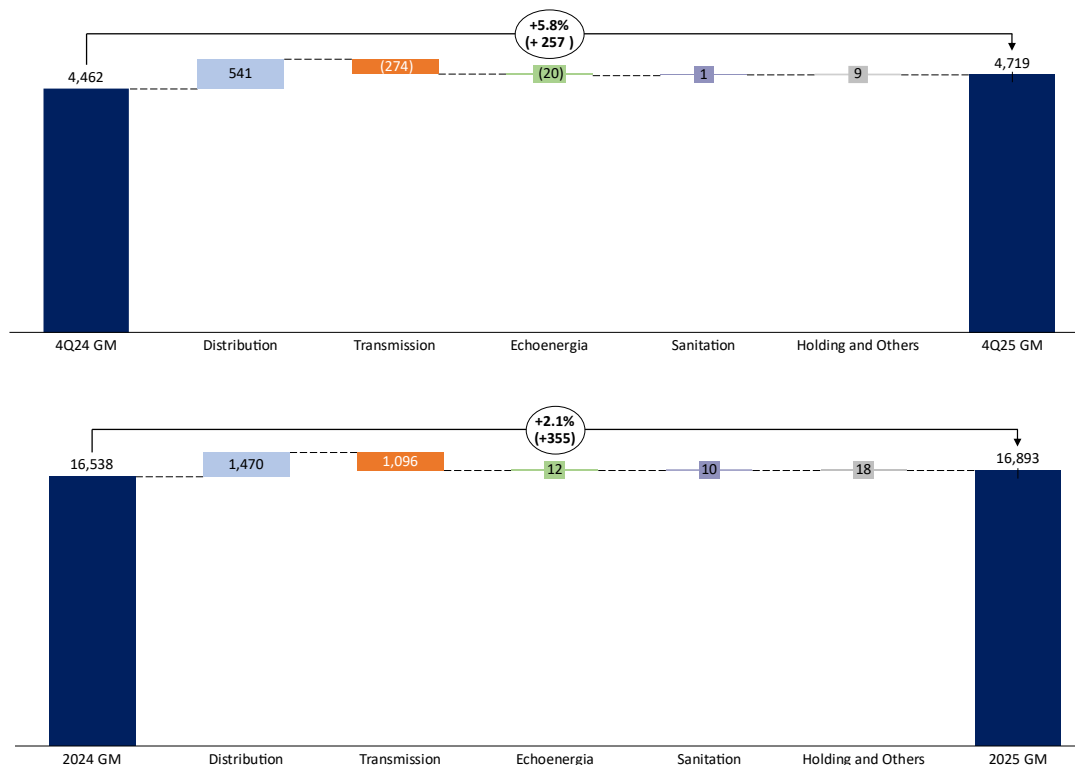
The information is presented on a consolidated basis and in accordance with Brazilian corporate law criteria, based on revised financial information. The consolidated financial information presented in this report represents 100% of the results of its direct and indirect subsidiaries and considers the result of the assets from their acquisition, unless otherwise indicated for comparability purposes.

The consolidated operating information represents 100% of the results of direct and indirect subsidiaries.

CONSOLIDATED FINANCIAL PERFORMANCE

Income Statement	4Q24	4Q25	Δ%	Δ	2024	2025	Δ%	Δ
R\$ million								
Gross Operating Revenues (GOR)	16,736	19,734	17.9%	2,999	61,506	69,950	13.7%	8,444
Net Operating Revenues (NOR)	12,618	14,418	14.3%	1,800	45,367	52,074	14.8%	6,707
Energy Purchase Cost	(8,376)	(9,333)	11.4%	(957)	(28,128)	(34,284)	21.9%	(6,156)
Gross Profits	4,242	5,085	19.9%	843	17,239	17,789	3.2%	551
Adjusted Gross Profits	4,462	4,719	5.8%	257	16,538	16,893	2.1%	355
Operating Expenses	(1,487)	(1,391)	-6.5%	96	(5,755)	(4,509)	-21.7%	1,247
Other Operational Revenues/Expenses	176	(1,629)	-1027.9%	(1,805)	(90)	(2,005)	2131.3%	(1,915)
Equity Income	263	416	58.4%	153	265	1,260	375.8%	995
EBITDA	2,930	2,064	-29.5%	(866)	11,394	11,276	-1.0%	(118)
Adj. EBITDA	3,204	3,541	10.5%	337	10,924	12,190	11.6%	1,267
Depreciation	(618)	(817)	32.3%	(199)	(2,185)	(2,755)	26.1%	(569)
Goodwill Amortization	(143)	(170)	18.9%	(27)	(572)	(384)	-32.9%	188
Service Income (EBIT)	2,170	1,077	-50.3%	(1,092)	8,636	8,137	-5.8%	(500)
Financial Results	(1,332)	(1,404)	5.4%	(72)	(4,741)	(5,682)	19.9%	(941)
Adjusted Financial Results	(1,324)	(1,499)	13.2%	(175)	(4,726)	(5,876)	24.3%	(1,150)
EBT	838	(326)	-138.9%	(1,164)	3,896	2,455	-37.0%	(1,441)
Income Tax	665	132	-80.1%	(532)	(128)	(422)	229.9%	(294)
Minorities	(239)	(319)	33.2%	(79)	(956)	(826)	-13.7%	131
Discontinued Operations	-	92	N/A	92	-	471	N/A	471
Net Income	1,264	(420)	-133.3%	(1,684)	2,812	1,678	-40.3%	(1,133)
Net Adjusted Income	1,011	802	-20.7%	(209)	2,522	2,646	4.9%	123
Capex	2,696	2,927	8.6%	231	8,896	10,985	23.5%	2,088

ADJUSTED GROSS MARGIN



On a consolidated basis, Equatorial Group's adjusted Gross Margin in 4Q25 showed a growth of 5.8% compared to 4Q24, amounting to R\$ 4.7 billion, already excluding the effects of construction revenue and IFRS effects (VNR, IFRS 9 and MtM).

The result is mainly explained by the increase in gross margin of the Distribution segment (R\$ 541 million), due to margin growth at Equatorial Goiás (R\$ 205 million), Equatorial Maranhão (R\$ 163 million), CEEE-D (R\$79 million), Equatorial Pará (R\$ 46 million) and Equatorial Alagoas (R\$ 38 million). In the Transmission segment, the negative effect of R\$ 274 million is due to the sale of the assets in 4Q25, which are no longer consolidated for result purposes.

The result was also impacted by the lower gross margin of Echoenergia (- R\$ 20 million), influenced by the lower generation recorded in the period. The growth of the Holding and Others segment also stands out, driven by Equatorial Serviços (R\$ 9 million).

Annual gross margin increased by 2.1% year-over-year (YoY) versus 2024, reaching R\$ 16.9 billion, with the entire result of the Transmission segment in 2025 being classified in the Discontinued Operations line. In a Same Assets view, disregarding Transmission in 2024, the margin variation would have been 9.4%, increasing from R\$ 15.4 billion to R\$ 16.9 billion.

In this quarter, the market variation impacted on the distribution margin by R\$ 159 million, while tariff variations and the losses delta added R\$ 252 million and R\$ 85 million, respectively. The variation in Unbilled Revenue was positive at R\$ 63 million.

In the table below, we present the non-recurring effects on gross margin:

Non Recurring Items Adjusted Gross Margin	Distribution	Echoenergia	Sanitation	Others	PPAs	4Q25 Total
Operating Revenue	-	-	-	-	-	-
Deductions from operating revenue	(212)	-	-	-	-	(212)
RTE - Piauí	(212)				-	
Net Operating Revenue	(212)	-	-	-	-	(212)
IFRS Adjustments (VNR/MtM)	(96)	-	-	(58)	-	(154)
Adjusted Gross Margin	(308)	-	-	(58)	-	(366)

Below, the breakdown of non-recurring effects impacting Gross Margin:

Deductions in Operating Revenue:

- (i) *RTE Piauí: Recognition of the effect resulting from the recalculation of tariff processes from 2019 to 2025, within the scope of the Extraordinary Tariff Review of Piauí;*
- (ii) *IFRS Adjustments (VNR / MtM): Amount related to the update of the financial assets. In the Others segment, the amount refers to the mark-to-market (MtM) adjustment of the trading company's contracts, reflecting the impact of mark-to-market of trading operations.*

COSTS AND EXPENSES

Operating Expenses	4Q24	4Q25	Δ%	Δ	2024	2025	Δ%	Δ
R\$ million								
(+) Personnel	331	434	31%	103	1,244	1,451	17%	207
(+) Materials	70	39	-44%	(31)	225	194	-14%	(31)
(+) Third Party Services	789	819	4%	30	2,829	2,943	4%	114
(+) Others	283	30	-89%	(252)	699	330	-53%	(369)
(=) Reported PMSO	1,473	1,323	-10.2%	(151)	4,998	4,919	-1.6%	(79)
Adjustments	(239)	(167)	-30%	72	(318)	(328)	3%	(10)
Adjusted PMSO	1,234	1,156	-6.4%	(79)	4,680	4,591	-1.9%	(89)
(+) Total Provisions	252	470	87%	218	947	755	-20%	(192)
(+) CCC Subvention	25	15	-41%	(10)	76	94	24%	19
(+) Other Operating Expenses (Revenues)	(176)	1,629	-1028%	1,805	90	2,005	2131%	1,915
(+) Depreciation and Amortization	618	817	32%	199	2,185	2,755	26%	569
Total	1,953	4,087	109.3%	2,134	7,977	10,200	27.9%	2,223
IPCA (12 months)				4.26%				
IGPM (12 months)				-1.05%				

Operating Expenses	4Q24	Δ Distribution	Δ Renewables	Δ Sanitation	Δ Others *	4Q25	Δ%	Δ
R\$ million								
(+) Personnel	331	104	4	(2)	(6)	434	31%	103
(+) Materials	70	(29)	(2)	0	1	39	-44%	(31)
(+) Third Party Services	789	24	32	2	(27)	819	4%	30
(+) Others	283	(94)	(44)	1	(115)	30	-89%	(252)
(=) Reported PMSO	1,473	6	(10)	0	(147)	1,323	-10%	(151)
Adjustments	(239)	76	2	-	(6)	(167)	-30%	72
Adjusted PMSO	1,234	82	(9)	0	(152)	1,156	-6%	(79)
(+) Total Provisions	252	283	-	18	(65)	470	87%	218
(+) CCC Subvention	25	(10)	-	-	-	15	-41%	(10)
(+) Other Operating Expenses (Revenues)	(176)	269	839	312	697	1,629	-1028%	1,805
(+) Depreciation and Amortization	618	194	2	1	4	817	32%	199
Total	2,192	742	831	331	489	4,254	94%	2,062
IPCA				4.26%				
IGPM				-1.05%				

*Includes PPAs and Eliminations

Adjusted OPEX decreased by 6% quarter-over-quarter, from R\$ 1,234 million to R\$ 1,156 million. The main drivers of Adjusted OPEX in the quarter were:

- (i) A reduction of R\$ 153 million in Others, due to the exit of the Transmission segment (R\$ 21 million) and the variation in accounting elimination effects between quarters.
- (ii) An increase of R\$ 82 million in the Distribution segment, mainly reflecting higher OPEX in Equatorial Pará, Equatorial Maranhão, and CEEE-D.

In the Provisions line, there was a significant increase of 87%, driven by movements in contingency provisions, particularly in Goiás. Additionally, there was an effect from the update of the provision's matrix in the Distribution companies, which will be further detailed in the Distribution section.

In "Other operating income/expenses", there was a relevant variation, mainly due to the recognition of provisions for asset recovery adjustments ("Impairment"), as follow below:

- (i) Echoenergia: Echoenergia Participações (R\$ 272 million), Echoenergia Crescimento (R\$ 608 million)
- (ii) Sanitation: Amount recognized in CSA's fixed assets (R\$ 309 million)
- (iii) Others: Adjustment in the Holding's investment value (R\$ 2,359 million), partially offset by the capital gain from Transmission (R\$ 2,229 million)
- (iv) Distribution: Removal costs of R\$ 95 million (cash) and R\$ 86 million of non-recurring decommissioning (non-cash)

It is worth noting that these Impairment's provisions have no cash effect and may be reversed in the future as market conditions improve.

A breakdown of the explanations for the movements of each segment is provided in their respective sections of the document.

In the table below, we present the non-recurring effects of costs and expenses, broken down by segment:

Non Recurring Costs	Distribution	Echoenergia	Sanitation	Others	PPAs	4Q25 Total
Operating Costs and Expenses	117	10	-	40	-	167
Third Party Services	89	-	-	33		122
Others	28	10	-	7		45
Provisions	288	-	(12)	6	(182)	100
Review of PDA Matrix	76	-	(12)	6		69
Contingencies	316	-	-	-	(182)	134
Impairment FUNAC	(103)	-	-	-	-	(103)
Isolated Systems	(19)	-	-	-		(19)
Costs and Expenses	386	10	(12)	46	(182)	248
Other Operating Revenues/Expenses	292	880	312	110	-	1,594

Below, the breakdown of non-recurring effects:

Operating Costs and Expenses:

Third-Party Services

- (i) Success fees from negotiations (R\$ 49 million), of which R\$ 37 million in GO related to labor liabilities, and R\$ 12 million at CEEE-D – related to a tax proceeding for reversal of fines in the ICMS liability.
- (ii) Legal fees and consulting services in Pará (R\$ 12 million)
- (iii) Retroactive payments and supplier claims (R\$ 28.4 million): MA (R\$ 8.5 million), PA (R\$ 10 million) and PI (R\$ 9.4 million)
- (iv) Recognition of consulting expenses (Holding): R\$ 33 million

Other

- (i) Regulatory fines (GO R\$ 15 million / AL R\$ 13 million)
- (ii) Asset write-offs (Echo): related to corrective actions in Echo 2 wind farms (R\$ 4.4 million) and reconciliation of balance sheet accounts (R\$ 6 million)
- (iii) Services: R\$ 7 million related to reconciliation of balance sheet accounts

Provisions

- (i) Review of the PDA/Losses matrix: R\$ 69.2 million, of which R\$ 75.6 million in the distribution companies; R\$ 5.6 million in Equatorial Serviços (presented in the Others column) and a reversal of R\$ 12 million in CSA
- (ii) Contingencies related to judicial deposits amounting to R\$ 65 million in the other distribution companies (ex-Goiás)
- (iii) Contingencies related to civil claims and litigation volume R\$ 10 million (Piauí)
- (iv) Contingencies: (Goiás) R\$ 240 million (R\$ 329 million from contingency reassessment, and reversal of R\$ 88.9 million from intraday labor claim provision)
- (v) Reversal of FUNAC impairment at Equatorial GO: R\$ 103.4 million, of which R\$ 69.6 million from the intraday labor claim and R\$ 33.8 million related to gains from contingency reassessment of other cases
- (vi) Reversal of contingencies in the PPA, mainly in Goiás (R\$ 182 million)

Isolated Systems

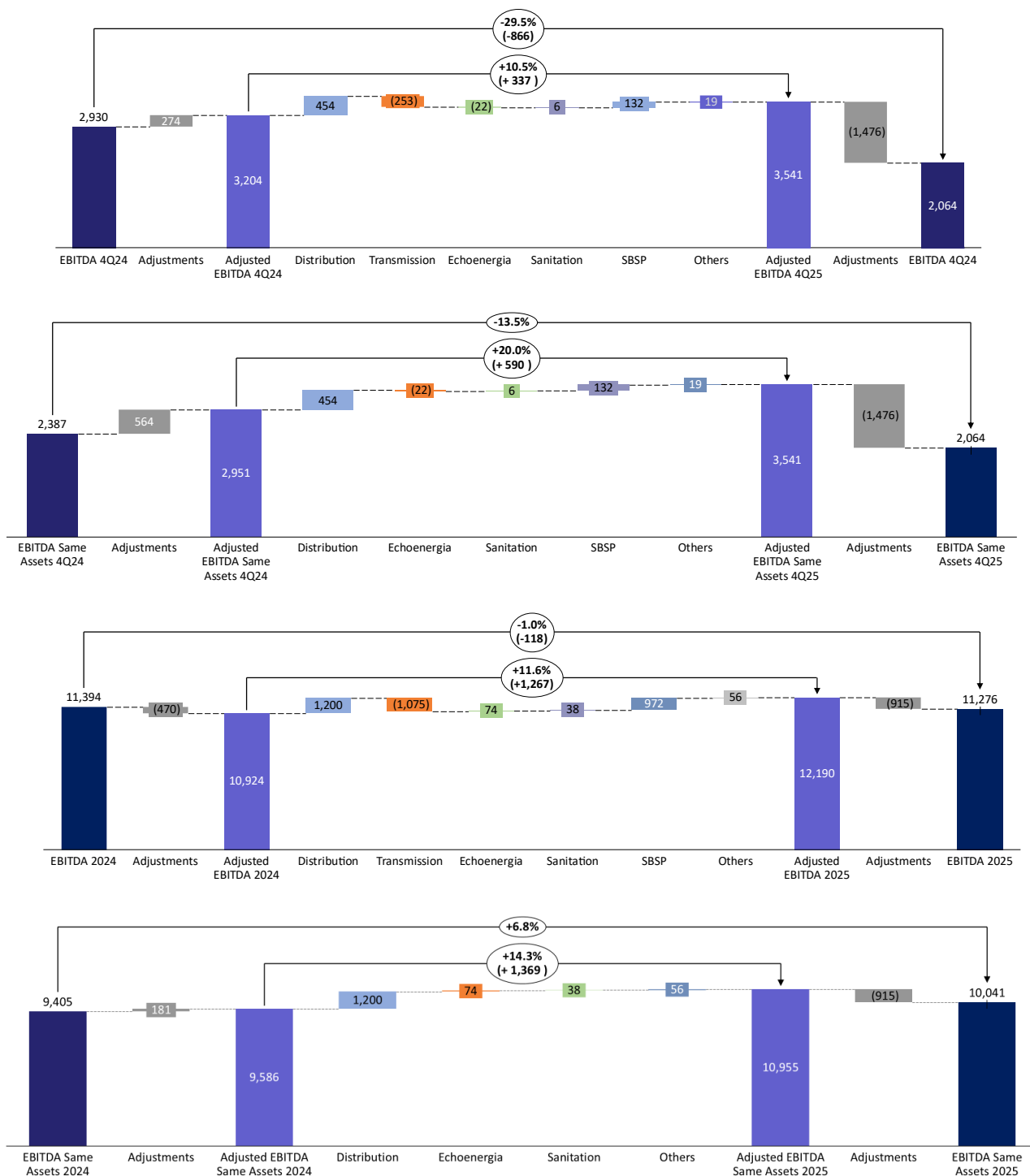
- (i) Pará: Expenses with isolated systems related to fuel reimbursement from previous years.

Other Operating Income/Expenses

- (i) R\$ 292 million in the distribution companies, of which R\$ 95 million are removal costs (cash) and R\$ 86 million are non-recurring decommissioning (non-cash)*
- (ii) Investment impairment in Echoenergia, within Echoenergia Participações (R\$ 272 million) and Echoenergia Crescimento (R\$ 608 million)*
- (iii) Impairment recognized in CSA's fixed assets (R\$ 309 million)*
- (iv) Consolidated effect on the Holding level of capital gain from the sale of Transmission + impairment of Echoenergia goodwill*

The individual effects of the DisCos can be viewed in the non-recurring table in the Distribution section.

EBITDA



Equatorial's reported EBITDA reached R\$ 2,064 million in 4Q25, a figure 29.5% lower than 4Q24, mainly impacted by: R\$ 3,547 million in asset impairment, of which R\$ 3,238 million related to Echoenergia assets, R\$ 309 million to CSA, and R\$ 253 million from the deconsolidation of Transmission. These effects were partially offset by R\$ 2,249 million from the capital gain on the sale of Transmission, R\$ 394 million from SABESP equity income, and an improvement of R\$ 569 million in statutory EBITDA from Distribution, which includes R\$ 212 million from the RTE of PI.

EBITDA adjusted for non-recurring and non-cash effects reached R\$ 3,541 million, 10.5% higher than the same period of the previous year, or R\$ 337 million higher, this growth is mainly explained by (i) an increase in the Distribution segment of R\$ 454 million, driven by gross margin growth, and (ii) the effect of SABESP equity income, which reached R\$ 394 million in the quarter, even though it was partially offset by the R\$ 253 million impact from the exit of the Transmission segment. This segment was classified as Discontinued Operations.

The adjusted EBITDA already includes the non-cash and IFRS adjustments (New Replacement Value - VNR and MtM).

Below we present the EBITDA reconciliation, in accordance with CVM Instruction 156/22:

EBITDA	EBITDA	4Q24	4Q25	Δ%	Δ	2024	2025	Δ%	Δ
R\$ milhões	R\$ million								
EBITDA Equatorial Societário	EBITDA Equatorial IFRS	2,930	2,064	-29.5%	(866)	11,394	11,276	-1.0%	(118)
Ajustes EBITDA	EBITDA Adjustments	274	1,476	438.8%	1,202	(469)	915	-295.0%	1,384
Não Recorrentes	Non Recurring Adjustments	500	1,630	226.3%	1,131	555	1,695	205.6%	1,140
(-) IFRS 9 (Transmissão)	(-) IFRS 9 (Transmission)	(60)	-	-100.0%	60	(450)	-	-100.0%	450
(-) VNR	(-) VNR	(178)	(96)	-45.9%	81	(603)	(689)	14.2%	(86)
(-) MtM	(-) MtM	12	(58)	-587.9%	(70)	30	(91)	-403.0%	(121)
EBITDA Equatorial Ajustado	EBITDA Equatorial Adjusted	3,204	3,541	10.5%	337	10,924	12,190	11.6%	1,267
Transmissão	Transmission	(253)				(1,075)			
Equivalência Patrimonial - SABESP	Equity Equivalence - SABESP					(263)	(1,235)		
EBITDA Ajustado - Mesmos Ativos	EBITDA Equatorial Adjusted - Same Assets	2,951	3,541	20.0%	589	9,586	10,955	14.3%	1,369

In the table above, we also present the “Same Assets” view, adjusting for the effects of Transmission in the quarter and the effects of Transmission and SABESP equity income in the year, and we show that the company recorded EBITDA growth of **20%** in the quarter under the same assets view.

The non-recurring effects that impacted EBITDA are listed below.

Non Recurring EBITDA	Distribution	Echoenergia	Sanitation	Others	PPAs	4Q25 Total
Gross Margin	(212)	-	-	-	-	(212)
Operating Costs and Expenses	117	10	-	40	-	167
Provisions/PPAs	288	-	(12)	6	(182)	100
Isolated Systems	(19)	-	-	-	-	(19)
Costs and Expenses	386	10	(12)	46	(182)	248
Other Operating Revenues/Expenses	292	880	312	110	-	1,594
IFRS Adjustments (VNR/MtM)	(96)			(58)		(154)
Adjusted Gross Margin	(308)	-	-	(58)	-	(366)
EBITDA Adjustments	370	890	300	98	(182)	1,476

The EBITDA adjustments are represented in the “Gross Margin” and “Costs and Expenses” sections. For further details, see the “Distribution” section.

FINANCIAL RESULT

Net Financial Result	4Q24	4Q25	Δ%	Δ	2024	2025	Δ%	Δ
R\$ million								
(+) Financial Income	432	485	12.4%	54	1,277	1,532	20.0%	255
(+) Late Payment Subcharge - Energy Sales	157	135	-14.0%	(22)	488	535	9.7%	47
(+) Debt Charges	(1,692)	(1,956)	15.6%	(264)	(5,586)	(7,067)	26.5%	(1,481)
(+) CVA Charges	(14)	221	-1667.8%	235	(90)	249	-377.1%	338
(+) NPV - Commercial	(30)	4	-111.9%	34	(7)	(3)	-64.0%	5
(+) Contingencies	(7)	(349)	5083.5%	(343)	(210)	(410)	95.6%	(200)
(+) Other Revenues / Expenses	(178)	57	-132.0%	234	(613)	(518)	-15.5%	95
Net Financial Result	(1,332)	(1,404)	5.4%	(72)	(4,741)	(5,682)	19.8%	(941)
(+) Non Recurring Events	(126)	(140)	11.0%	(14)	(119)	(238)	100.6%	(119)
(-/+ Non Cash Effects	134	44	-66.8%	(89)	139	44	-68.0%	(95)
Adjusted Net Financial Result	(1,324)	(1,499)	13.2%	(175)	(4,721)	(5,876)	24.5%	(1,155)

Financial Result, net	4Q24	Δ Distribution	Δ Transmission	Δ Renewables	Δ Others*	4Q25	Δ%	Δ
R\$ million								
(+) Financial Income	432	155	(51)	17	(67)	485	12.4%	54
(+) Late Payment Subcharge - Energy Sales	157	(23)	-	1	1	135	-14.0%	(22)
(+) Debt Charges	(1,692)	(478)	121	17	77	(1,956)	15.6%	(264)
(+) CVA Charges	(14)	235	-	-	-	221	-1667.8%	235
(+) NPV - Commercial	(30)	35	-	-	(1)	4	-111.9%	34
(+) Contingencies	(7)	(787)	-	-	444	(349)	5083.5%	(343)
(+) Other Revenues / Expenses	(178)	113	3	12	107	57	-131.9%	235
Net Financial Result	(1,332)	(751)	73	46	561	(1,404)	5.4%	(72)
(+) Non Recurring Events	(126)					(140)	11.0%	(14)
(-/+ Non Cash Effects	134					44	-66.8%	(89)
Adjusted Net Financial Result	(1,324)					(1,499)	13.2%	(175)

On a consolidated basis, the Company's reported financial result reached negative R\$ 1,404 million, compared to negative R\$ 1,332 million in 4Q24, while the financial result adjusted for non-recurring and non-cash effects in 4Q25 was negative R\$ 1,499 million, 13.2% higher compared to 4Q24. The deterioration in the financial result in the quarter is mainly explained by the increase in CDI, the main indexer of the debt (2.68% in 4Q24 vs. 3.59% in 4Q25).

The non-recurring effects that impacted the financial result are listed below:

Non Recurring Financial Result	Distribution	Echoenergia	Sanitation	Others	PPAs	4Q25 Total
Contingencies	620				(444)	175
RTE Piauí	(188)					(188)
ICMS Fines/Interest	(106)					
Other Revenues/Expenses	(21)					(21)
Financial Result	305	-	-	-	(444)	(140)
Non Cash	Distribution	Echoenergia	Sanitation	Others	PPAs	4Q25 Total
Preferred Shares Effect				44		

Below is the breakdown of non-recurring and non-cash effects:

- (i) *Contingencies: Movement at Equatorial Goiás, with R\$ 619 million in provision recognition due to the contingency reassessment process, which was partially offset by a reversal of intraday labor claims amounting to R\$ 232 million and by PPA adjustments in Goiás of R\$ 444 million in the PPAs line. At Equatorial Piauí, there was an effect of R\$ 163 million due to movements in legal cases, with reclassification from possible to probable. In addition, R\$ 69 million refers to the reassessment of contingency cases related to judicial deposits for all distribution companies (ex. Goiás).*
- (ii) *RTE PI: Financial update of the recognition of the 2019 RTE at Equatorial Piauí (R\$ 188 million).*
- (iii) *ICMS Fines/Interest: Reversal of the late payment fine applied during CEEE-D's ICMS liability recognition, adjusted to the 20% legal limit under Decree No. 58,436/2025, resulting in a R\$ 106 million positive financial impact following a favorable court ruling.*

- (iv) *Other Income/Expenses: Financial update of CCC subsidies at Equatorial Pará (R\$ 21 million).*
- (v) *Non-Cash Effects: Recognition of R\$ 44 million related to the update of the call option for preferred shares at Equatorial Distribuição.*

NET INCOME

On a consolidated basis, net income for the period was - R\$ 102 million, while adjusted net income for the period was R\$ 802 million.

Consolidated Net Income	4Q24	4Q25	Δ%	Δ	2024	2025	Δ%	Δ
Distribution	1,263	402	-68.2%	(861)	3,514	2,033	-42.1%	(1,481)
Transmission	341	-	-100.0%	(341)	821	-	-100.0%	(821)
Echoenergia	88	(228)	-358.4%	(316)	97	(220)	-326.9%	(317)
Echo Crescimento	(105)	(622)	489.6%	(516)	(167)	(766)	359.7%	(599)
Serviços	(0)	30	-512994.0%	30	(15)	31	-309.1%	46
CSA	(52)	(335)	544.6%	(283)	(202)	(486)	140.7%	(284)
PPAs	15	614	3992.1%	599	136	1,216	791.6%	1,080
Holding & Others	(47)	37	-178.4%	83	(418)	696	-266.5%	1,113
(=) Net Income	1,503	(102)	-106.8%	(1,605)	3,768	2,504	-33.5%	(1,264)
Total Adjustments	(492)	904	-283.7%	1,396	(1,246)	142	-111.4%	1,387
DisCos Adjustments	(292)	229	-178.4%	521	(427)	445	-204.0%	872
Transmission Adjustments	(231)	-	-100.0%	231	(201)	-	-100.0%	201
Renewables Adjustments	62	890	1338.9%	828	62	904	1361.8%	842
Sanitation Adjustments	-	300	N/A	300	-	311	N/A	311
Serviços Adjustments	-	12	N/A	12	-	12	N/A	12
PPAs & Holding Adjustments	(2)	(470)	21468.1%	(468)	(95)	(1,060)	1012.4%	(965)
Preferred Shares Adjustments	134	44	-66.8%	(89)	139	44	-68.0%	(95)
IFRS Adjustments (VNR, IFRS and MtM)	(163)	(102)	-37.6%	61	(723)	(515)	-28.8%	208
(=) Adjusted Net Income	1,011	802	-20.7%	(209)	2,522	2,646	4.9%	123
(=) Net Income	1,503	(102)	-106.8%	(1,605)	3,768	2,504	-33.5%	(1,264)
<i>(-) Minorities</i>	<i>(239)</i>	<i>(319)</i>	<i>33.2%</i>	<i>(79)</i>	<i>(956)</i>	<i>(826)</i>	<i>-13.7%</i>	<i>131</i>
(=) Net Income Ex Minorities	1,264	(420)	-133.3%	(1,684)	2,812	1,678	-40.3%	(1,133)
Net Income - Same Assets	954	802	-15.9%	(152)	2,246	2,646	17.8%	399

Net Income for the period recorded a negative result due to the effects discussed above, with a significant impact from the recognition of impairments related to Echoenergia and CSA assets, which were partially offset by the capital gain effect following the sale of Transmission assets.

Adjusted Net Income for the period decreased from R\$ 1,011 million to R\$ 802 million, representing a negative variation of 20.7%. Excluding the Transmission result in 4Q24, Net Income would have declined under the same assets view due to the deterioration in the financial result of the Distribution segment, driven by the increase in debt balance and CDI during the period, as well as higher depreciation, particularly in Pará and CEEE-D, which showed higher capitalization levels.

The Company's minority interests are affected by the economic rights to dividends in the current year granted to preferred shares issued by Equatorial Distribuição and therefore do not reflect the economic ownership in Equatorial. As the dividend percentage of preferred shares for 2025 is lower than the economic ownership, Net Income Ex-Minorities would be negative R\$ 420 million, lower than the reported Net Income. This calculation considers: (i) minority interests of the group's companies, which amounted to R\$ 91.2 million in the quarter, and (ii) the amount related to the CDI-based update of preferred shares, which recorded R\$ 103.2 million in the quarter.

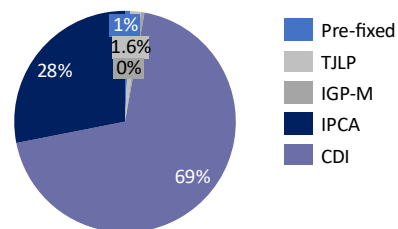
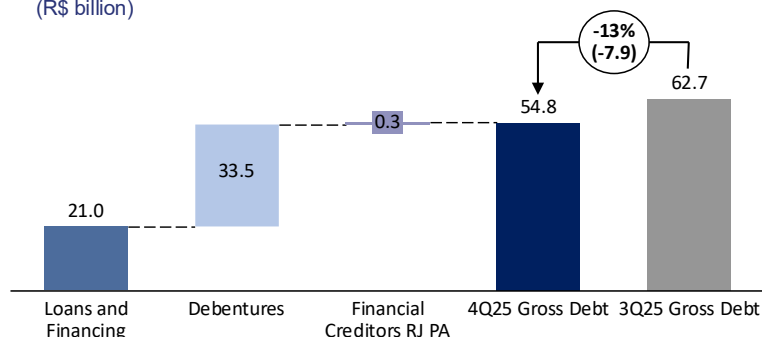
Below we present the non-recurring and non-cash effects that impacted on the Company's net income:

Non Recurring Net Profit	Distribution	Echoenergia	Sanitation	Others	PPAs	4Q25 Total
EBITDA Adjustments (Margín+Costs)	174	10	(12)	46	(182)	36
Other non operational revenues and expenses	81	880	312	110	-	1,383
Financial Results	305	-	-	-	(444)	(140)
Taxes	(331)	-	-	-	-	(331)
PPAs Adjustments	-	-	-	-	13	13
Preferred Shares Adjustments - Non Cash	-	-	-	44	-	44
IFRS adjustments (VNR / MtM) net of tax	(63)	-	-	(38)	-	(102)
Total Adjustments Net Profit	165	890	300	162	(614)	904

The tax line adjusts the quarter's amount for the tax incidence on recurring results, and the IFRS adjustments line reflects non-cash effects net of taxes.

DEBT

Build-up - Debt
(R\$ billion)



**Build-up Net Debt / EBITDA*
Covenants View**

Equatorial's covenants consider the 12m EBITDA from the company's acquisitions and disregard part of build up net debt

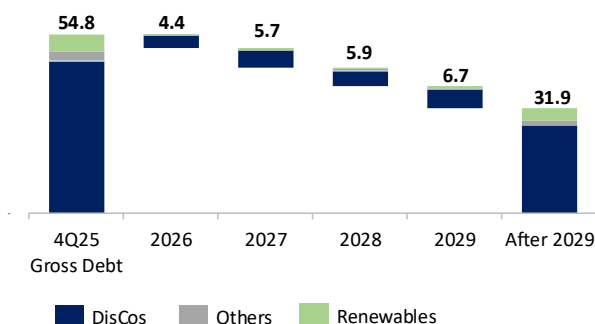
Build-up - Covenants	
Gross Debt	54.8
(-) Covenants Adjustments	1.6
(-) Cash	11.2
Net Debt	41.9
EBITDA Covenants	16.1
Net Debt / EBITDA	2.6

Tenor and Average Cost

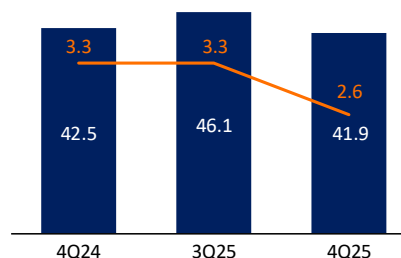
6 years / 13.60% p.a.

Referring to the average cost of the liability incurred in the period

Amortization Schedule
(R\$ bi)



**Historical Net Debt / EBITDA
Covenants Overview (R\$ bi)**



In the quarter, consolidated gross debt, considering loans and financing, financial creditors from judicial reorganization (net of present value adjustment), and debentures, reached R\$ 54.8 billion, representing a reduction of 12.6% compared to 3Q25, mainly explained by the deconsolidation of Transmission debt (R\$ 4,908 million) and the use of part of the proceeds from the sale for prepayment of debt at the Holding (R\$ 2,442 million) and at CSA (R\$ 269 million), with a relevant impact on reducing the balance of loans and financing. For a more detailed breakdown of debt, please visit the IR website, under: Financial Information – Operating and Financial Data.

Net debt for covenant purposes reached R\$ 41.9 billion, implying a net debt/EBITDA ratio of 2.6x. Excluding the capital gain from Transmission, the net debt/EBITDA ratio stands at 3.0x. The covenant table breakdown presents Equatorial's EBITDA, in addition to the equity income from its 15% stake in SABESP, both referring to the last twelve months (LTM).

Over the last 12 months, the portion of the Group's debt indexed to CDI recorded a cost of 15.1% p.a., or CDI + 0.71% p.a., while the portion of debt indexed to IPCA recorded an average cost of 10.1% p.a., or IPCA + 5.38% p.a.

Cash coverage in relation to the Company's short-term obligations was 2.5x in 4Q25, and the average debt maturity increased from 5.4 years (4Q24) to 6 years with the issuances carried out during the period.

INVESTMENTS

Investments (R\$ MM)	4Q24	4Q25	Δ%	Δ	2024	2025	Δ%	Δ
R\$ million								
Distribution	2,619	2,781	6%	162	8,378	10,639	27%	2,262
Electrical Assets	1,736	1,820	5%	83	6,112	8,043	32%	1,930
Special Obligations	588	646	10%	58	1,530	1,855	21%	325
Non-Electrical Assets	295	315	7%	20	736	742	1%	6
<i>Strategic Projects</i>	104	98	-6%	-6	202	221	9%	19
Transmission	6	2	-63%	-4	24	33	37%	9
Renewables	4	91	1922%	86	310	174	-44%	-136
Operational Assets	(9)	89	-1082%	98	42	178	324%	136
Projects in Development	14	2	-87%	-12	268	(4)	101%	-272
Sanitation	57	43	-25%	-14	127	105	-17%	-22
Others	9	10	5%	0	29	33	15%	4
Total Equatorial	2,696	2,927	8.6%	231	8,867	10,985	24%	2,117

Information regarding Investments considers 100% of our assets in the reported periods. New assets are considered from their respective consolidation dates.

In 4Q25, consolidated investments amounted to approximately R\$ 2.9 billion, a volume 8.6% higher than that recorded in 4Q24.

The variation in investments between quarters reflects the increase in the volume invested in the Distribution segment, especially in electrical assets, driven by investments in expansion, quality, and losses.

Investments in non-electrical assets represented 11% of total CAPEX in the Distribution segment in 4Q25, in line with 4Q24. Among the Strategic Projects, the primary substations rollout in PA (Southern region), AL, and AP stand out, as well as the Group's innovation projects.

To return to the summary, click [here](#).

ESG (Environmental, Social and Governance)

Throughout 2025, the Equatorial Group consolidated significant progress in its sustainability management, achieving leading positions in the utilities sector. The Company recorded a meaningful improvement in its main ESG ratings, a direct reflection of the integration of these practices into its business strategy. In addition, the Group achieved a notable advancement in its position within the Corporate Sustainability Index portfolio of the Brazilian stock exchange (ISE B3), ranking 22nd among the 81 companies listed in the portfolio.

In the area of people management, the Equatorial Group was recognized for the first time as one of the best companies to work for in Brazil, according to the Great Place To Work® (GPTW) 2025 ranking. The Company ranked 18th in the “Giants” category, among more than 5,000 organizations evaluated. This result positions Equatorial as one of the largest Brazilian companies to earn the national certification, reflecting the maturation of its organizational culture. Furthermore, the Group reached 87% favorability in its 2025 engagement survey, representing an increase of 4 percentage points compared to the previous year and placing it in the 90th percentile of the market.

In innovation, Equatorial Energia Group was listed among the 150 most innovative companies in the country in the Valor Innovation Brazil Award 2025, promoted by Valor Econômico in partnership with Strategy&, PwC’s consulting arm. The Company ranked 7th in the electric sector and 58th overall, a recognition that reflects its consistent growth trajectory, driven by investments in technology, operational efficiency, and digitalization—key pillars for infrastructure modernization and value creation.

On the social pillar, the Group’s investments amounted to R\$ 34 million in the fourth quarter of 2025, representing a growth of 162% compared to 2024. In this context, the “Energia Feminina” program, led by Instituto Equatorial, stands out, promoting training, productive inclusion, and income generation for women in situations of social vulnerability. Following the positive results of its first edition, the initiative enters its second phase in 2025, expanding to all states where the Company operates in energy distribution (Maranhão, Pará, Piauí, Alagoas, Goiás, Amapá, and Rio Grande do Sul), reinforcing the Group’s commitment to social development and the economic empowerment of women.

Learn more about our indicators, made available quarterly, in the table below.

ESG Indicators	Measurements	4Q24	4Q25	Δ%
Environmental				
Consumption of Renewable Fuels in the Administrative Fleet	L	206,954	288,874	39.6%
SF6 Emission Intensity	tCO2eq/GWh	0.04	0.03	-22.9%
# of Connections in Remote Areas via SIGFI (Individual Electric Power Generation System with Intermittent Source)	#	10,212	9,025	-11.6%
Investments in R&D and Energy Efficiency in the Environment	R\$ thou	28,175	22,612	-19.7%
Social				
% of Women in Grupo Equatorial	%	34.9%	33.2%	-5.0%
% of Women in Leadership Positions x Total Leaders	%	22.4%	23.1%	3.4%
% of Blacks in Leadership Positions x Total Leaders	%	52.1%	45.1%	-13.4%
% de Fornecedores Locais	%	39.3%	46.8%	19.0%
Social Investments	R\$ thou	13,144	34,383	161.6%
TF Own	#	25	24	-4.0%
TF Third Party Employees	#	577	707	22.5%
Number of employee deaths (own + third parties)	#	2	3	50.0%
Número de Acidentes com a População	#	14	5	-64.3%
Number of Consumer Units (CUs) benefiting from the Social Electricity Tariff (TSEE)	#	4,493,983	4,343,153	-3.4%
Governance				
% of Independent Directors ¹	%	86.0%	86.0%	0 p.p.
% of Women on the Board	%	14.0%	12.5%	-0.015 p.p.
% of Employees Trained on the Integrity Track	%	99.0%	99.0%	0 p.p.
Cases Registered on the Ethics Channel	#	210	324	54.3%

1 - Considers current composition

To return to the summary, click [here](#).

DISTRIBUTION

COMMERCIAL PERFORMANCE

Operational Data	Unit	4Q24									4Q25								
		MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total		
SIN Injected Energy	GWh	2,662	3,946	1,578	1,371	2,418	516	4,637	17,128	2,718	4,055	1,608	1,331	2,459	500	4,718	17,390		
Isolated Systems	GWh	0	74	0	0	0	16	0	90	1	76	0	0	0	17	0	94		
Distributed Generation Injected Energy	GWh	218	318	237	180	134	29	539	1,654	287	427	308	249	209	50	937	2,468		
Total Gross Energy Injected	GWh	2,880	4,338	1,815	1,551	2,552	560	5,176	18,873	3,006	4,558	1,917	1,580	2,669	567	5,655	19,952		
Total Gross Energy Injected Var. (%)	%									4.4%	5.1%	5.6%	1.9%	4.6%	1.2%	9.2%	5.7%		
Residential - conventional	GWh	790	832	348	291	735	122	1,486	4,604	822	852	362	308	725	122	1,501	4,694		
Residential - low income	GWh	477	497	225	186	129	96	286	1,896	482	492	227	185	118	86	291	1,881		
Industrial	GWh	33	69	15	18	40	11	74	259	25	50	13	13	30	8	60	199		
Commercial	GWh	151	324	126	120	339	59	431	1,550	140	281	115	106	268	47	367	1,322		
Others	GWh	437	439	252	214	224	44	777	2,387	445	431	258	187	211	50	842	2,423		
Captive Consumers	GWh	1,888	2,161	967	828	1,467	333	3,054	10,696	1,913	2,106	974	800	1,352	313	3,061	10,519		
Industrial	GWh	122	373	43	174	289	3	987	1,990	134	435	47	182	306	6	1,011	2,119		
Commercial	GWh	150	250	76	94	233	20	206	1,029	168	297	90	103	251	23	254	1,187		
Others	GWh	11	37	20	65	49	4	62	249	18	41	24	62	77	5	80	306		
Free Consumers	GWh	283	660	139	333	571	27	1,255	3,268	319	772	161	347	634	33	1,346	3,612		
Connection - Other DisCos	GWh	3	13	49	3	14	0	3	86	4	8	52	4	12	0	0	80		
Billed Energy	GWh	2,173	2,833	1,155	1,164	2,053	360	4,313	14,050	2,237	2,886	1,187	1,151	1,997	346	4,407	14,210		
Billed Var. (%)	%									2.9%	1.9%	2.8%	-1.2%	-2.7%	-3.7%	2.2%	1.1%		
SCEE - GDII + GD III	GWh	52	106	59	32	14	17	118	399	96	177	101	62	35	29	322	822		
Wire B Market	GWh	2,226	2,939	1,214	1,196	2,067	376	4,431	14,449	2,333	3,063	1,287	1,213	2,032	375	4,729	15,032		
Wire B Market Var. (%)	%									4.8%	4.2%	6.1%	1.4%	-1.7%	-0.4%	6.7%	4.0%		
Total Measured Energy + Pass-through	GWh	2,337	3,095	1,484	1,281	2,173	379	4,816	15,564	2,458	3,230	1,590	1,314	2,171	395	5,178	16,336		
Total Measured Energy + Pass-through Var. (%)	%									5.2%	4.4%	7.1%	2.6%	-0.1%	4.3%	7.5%	5.0%		
# of Consumers	MIL	2,806	3,064	1,547	1,395	1,958	238	3,436	14,443	2,954	3,093	1,579	1,421	1,999	270	3,522	14,737		
# of Consumers Var. (%)	%									1.7%	0.9%	2.1%	1.9%	2.1%	13.5%	2.5%	2.0%		

LOSSES (12 months)

DisCos	4Q24	3Q25	4Q25	Regulatory 4Q25 Homologated after CP 09	Δ 4Q24	Δ 3Q25	Δ Regulatory
Consolidated	18.3%	18.0%	18.1%	18.9%	-0.2%	0.2%	-0.8%
Equatorial Maranhão	18.8%	19.4%	19.2%	19.1%	0.4%	-0.2%	0.1%
Equatorial Pará	29.1%	29.5%	29.6%	28.9%	0.6%	0.1%	0.7%
Equatorial Piauí	17.9%	17.4%	17.1%	19.3%	-0.8%	-0.3%	-2.2%
Equatorial Alagoas	17.9%	16.7%	16.5%	18.6%	-1.3%	-0.1%	-2.0%
CEEE-D	13.2%	12.7%	13.7%	12.5%	0.5%	1.0%	1.1%
CEA	33.1%	31.3%	30.8%	33.2%	-2.3%	-0.6%	-2.4%
Equatorial Goiás	10.8%	10.0%	10.3%	12.8%	-0.4%	0.3%	-2.4%

¹ With respect to tariff coverage for energy purchases of CEA, it is worth noting that, in addition to the usual amount implicit in the regulatory loss level, under REH 3,430 of December 10, 2024, Aneel approved an additional amount of R\$ 69.8 million, to be received in 12 installments, pursuant to the sole paragraph of Article 4(b) of Law 12,111, dated December 9, 2009. This complementary mechanism, provided by law, will expire in the 2026 tariff process, and the associated energy volume is gradually reduced by 25% each year.

The operational information was released on the website's data spreadsheet. To access the document, [click here](#).

CONTRACTING PERCENTAGE (12 months)

Below, we present the expected contracting level of the DisCos for the year 2025, in the view with and without adjustments resulting from involuntary overcontracting.

2025	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO
% of contraction	102.98%	102.37%	100.90%	107.62%	102.90%	117.01%	109.43%
% disconsidering involuntary	102.98%	102.37%	100.90%	104.17%	102.90%	100.00%	106.09%

The effect of Goiás overcontracting in the quarter was R\$ 1.33 million.

PDA and COLLECTION – QUARTER

PDA / GOR ¹	4Q24	4Q25	4Q24 Adj.	4Q25 Adj.	Δ	Δ Adj.	Collection Index	4Q24	4Q25	Δ
Equatorial Maranhão	4.07%	1.89%	2.26%	1.67%	-2.18 p.p.	-0.59 p.p.	Equatorial Maranhão	99.07%	96.83%	-2.24 p.p.
Equatorial Pará	3.61%	1.35%	2.77%	1.74%	-2.25 p.p.	-1.03 p.p.	Equatorial Pará	100.00%	98.92%	-1.08 p.p.
Equatorial Piauí	6.04%	1.81%	2.03%	1.32%	-4.23 p.p.	-0.71 p.p.	Equatorial Piauí	99.24%	99.89%	0.65 p.p.
Equatorial Alagoas	4.25%	2.68%	1.44%	0.37%	-1.58 p.p.	-1.07 p.p.	Equatorial Alagoas	102.61%	100.69%	-1.92 p.p.
CEEE-D	0.17%	-1.44%	0.40%	-1.07%	-1.61 p.p.	-1.47 p.p.	CEEE-D	101.11%	102.07%	0.96 p.p.
CEA	-2.12%	-3.95%	2.12%	-0.17%	-1.82 p.p.	-2.29 p.p.	CEA	99.48%	103.70%	4.22 p.p.
Equatorial Goiás	-0.75%	2.59%	0.47%	0.79%	3.34 p.p.	0.32 p.p.	Equatorial Goiás	97.89%	95.48%	-2.41 p.p.
Consolidated	2.11%	1.38%	1.56%	0.89%	-0.73 p.p.	-0.67 p.p.	Consolidated	99.54%	98.26%	-1.28 p.p.

¹ Does not consider construction revenues.

On a consolidated basis, the Group's PDA reached 1.38% of ROB, compared to 2.11% in 4Q24. On an adjusted basis, PDA was 0.89% vs. 1.56% in 4Q24. The quarterly indicator was positively impacted by the annual update of the distributors' PDA matrix carried out in December, amounting to R\$ 81.4 million, of which R\$ 75.6 million are non-recurring.

The improvement quarter-over-quarter is mainly driven by the performance of Equatorial Alagoas, Piauí, Pará, and Maranhão, where there was a reduction in reported and adjusted PDA amounts, impacted by the update of the loss matrix. In GO, reported PDA increased due to the full implementation of the Equatorial Group's aging methodology; on an adjusted basis, PDA/ROB reached 0.79%. The main effects impacting the distributors' PDA line are detailed in the costs and expenses section.

Collection rates for the companies ended the quarter at a consolidated level of 98.3%, with highlights for CEA (103.7%) and CEEE-D (102.1%). In GO, the decline in collection is seasonal and results from the significant increase in market activity in December combined with the effect of the tariff adjustment applied in October/25, which increased the quarter's billing without a full offset in collections during the same period, given the mismatch between billing and collection timing.

OPERATIONAL PERFORMANCE**DEC and FEC (12 months)**

DisCos	4Q24	3Q25	4Q25	Regulatory	Δ 4Q24	Δ 3Q25	Δ Regulatory
DEC							
Equatorial Maranhão	13.4	12.9	13.2	13.8	-0.1	0.3	-0.6
Equatorial Pará	19.4	17.3	15.8	21.5	-3.6	-1.4	-5.6
Equatorial Piauí	21.0	16.6	17.4	19.2	-3.7	0.7	-1.8
Equatorial Alagoas	19.9	15.5	13.9	14.8	-6.0	-1.6	-0.9
CEEE-D	18.8	11.0	9.8	8.2	-8.9	-1.2	1.6
CEA	34.5	29.7	28.0	45.4	-6.6	-1.7	-17.4
Equatorial Goiás	15.9	14.6	12.7	11.2	-3.3	-1.9	1.4
FEC							
Equatorial Maranhão	5.8	5.5	6.0	7.9	0.2	0.5	-1.9
Equatorial Pará	8.0	7.2	6.9	15.8	-1.0	-0.3	-8.8
Equatorial Piauí	7.2	6.1	6.3	12.2	-0.9	0.1	-5.9
Equatorial Alagoas	6.6	5.8	5.4	11.8	-1.2	-0.4	-6.4
CEEE-D	7.3	4.8	4.5	5.8	-2.8	-0.4	-1.3
CEA	14.4	13.4	12.3	30.6	-2.1	-1.1	-18.3
Equatorial Goiás	7.6	6.5	5.9	7.4	-1.7	-0.7	-1.5

The Equatorial Group ended the fourth quarter of 2025 with consistent improvement in electricity supply continuity indicators (DEC and FEC), consolidating a positive trajectory throughout the year.

Highlights include Equatorial Alagoas, which was already within the regulatory limits for FEC and, in 4Q25, also met the regulatory limit for DEC, joining Equatorial Maranhão, Pará, Piauí, and Amapá, which were already compliant with both DEC and FEC limits. The Group's more recent distribution companies, CEEE-D and Equatorial Goiás, also delivered strong performance, with emphasis on Rio Grande do Sul, which recorded an 8.9 hours reduction in DEC compared to 2024, thereby reaching the contractual DEC target for 2025 and already positioning itself below the contractual level established for 2026 (9.90 hours). These developments highlight the rapid operational improvement of these concessions, made possible by investments focused on network reinforcement and modernization, as well as preventive and predictive maintenance.

With respect to electrical sets, all the Group's distribution companies met the percentage of the curve agreed with ANEEL for the year 2025.

FINANCIAL PERFORMANCE

GROSS MARGIN

Operating Revenues	4Q24									4Q25									Δ%
	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total			
R\$ million																		Total	
(+) Gross Supply Revenues	1,642	2,429	1,003	814	1,215	305	2,782	10,190	1,933	2,477	999	736	1,324	321	3,274	11,065	9%		
Unbilled Income	5	(13)	3	6	7	2	(107)	(98)	(13)	(17)	15	10	59	(3)	12	63	-16.4%		
(+) Demand Excess / Reactive Surplus	(5)	(13)	(4)	(5)	(6)	(1)	(14)	(48)	(6)	(14)	(4)	(3)	(5)	(1)	(22)	(56)	16%		
(+) Other Revenues	354	695	235	205	324	108	576	2,495	536	867	292	258	431	122	879	3,385	36%		
Low Income Subsidy	95	124	58	53	19	10	50	408	166	167	80	66	33	15	79	606	49%		
CDE Subvention	58	212	88	50	84	63	211	767	90	263	83	60	150	23	297	968	26%		
Grid Usage	62	158	41	72	158	13	278	781	96	217	59	77	199	15	368	1,030	32%		
Financial Asset Update	45	95	3	3	5	1	25	178	28	47	0	1	6	0	13	96	-46%		
Tariff Flags	72	82	35	28	26	15	(0)	257	102	108	39	36	5	62	38	389	51%		
Late Payment Fine	18	30	11	8	9	3	25	103	21	28	11	7	9	4	26	105	2%		
(+) Other Operating Revenues / Expenses	3	(5)	(1)	(8)	23	3	(14)	1	33	36	20	12	29	3	57	190	12847%		
Other Revenues (Parcel B)	14	17	7	5	24	2	28	97	17	22	7	6	24	2	33	112	15%		
(+) Supply	4	7	(2)	28	71	14	76	199	38	18	4	37	107	62	58	324	63%		
(+) Parcel A Revenues	10	(64)	(50)	(61)	60	19	112	27	50	38	280	51	139	47	185	789	2861%		
(+) Construction Revenues	335	829	206	127	354	114	654	2,619	292	972	245	159	335	67	673	2,743	5%		
(-) Gross Operating Revenues	2,340	3,884	1,388	1,109	2,018	559	4,185	15,482	2,843	4,357	1,816	1,238	2,331	617	5,048	18,249	18%		
Deductions from Operating Revenues	(634)	(899)	(375)	(290)	(526)	(90)	(1,170)	(3,983)	(861)	(1,050)	(443)	(336)	(696)	(138)	(1,644)	(5,168)	30%		
PIS and COFINS	(550)	(777)	(328)	(252)	(348)	(82)	(894)	(3,231)	(698)	(837)	(343)	(252)	(382)	(113)	(1,065)	(3,690)	14%		
Quality Indicator Compensations	(5)	(16)	(5)	(1)	(22)	(1)	(53)	(103)	(10)	(10)	(6)	(4)	(7)	(2)	(25)	(63)	-39%		
Consumer Charges	(79)	(106)	(43)	(37)	(156)	(7)	(223)	(649)	(153)	(203)	(95)	(80)	(307)	(24)	(555)	(1,415)	118%		
(-) Net Operating Revenues	1,706	2,986	1,013	819	1,492	469	3,015	11,499	1,982	3,307	1,373	902	1,635	479	3,404	13,081	14%		
(-) Construction Revenues	(335)	(829)	(206)	(127)	(354)	(114)	(654)	(2,619)	(292)	(972)	(245)	(159)	(335)	(67)	(673)	(2,743)	5%		
(-) Net Operating Revenues w/o Construction	1,371	2,157	807	691	1,138	355	2,361	8,879	1,690	2,334	1,128	743	1,300	412	2,731	10,338	16%		
(-) Energy Purchase and Transmission	(772)	(1,138)	(445)	(442)	(840)	(163)	(1,536)	(5,336)	(895)	(1,205)	(486)	(414)	(884)	(243)	(1,551)	(5,677)	6%		
(=) Gross Margin	599	1,019	362	249	298	192	825	3,544	795	1,130	641	329	416	169	1,181	4,661	32%		
(+) Non Recurring Adjustments	51	113	70	44	38	(31)	162	446	-	-	(212)	-	-	-	-	(212)	-148%		
(-) VNR	(45)	(95)	(3)	(3)	(5)	(1)	(25)	(178)	(28)	(47)	(0)	(1)	(6)	(0)	(13)	(96)	-46%		
(=) Adjusted Gross Margin	604	1,037	428	290	331	160	962	3,812	767	1,082	429	328	410	169	1,167	4,353	14%		
Δ% Adjusted Gross Margin									27.0%	4.4%	0.1%	13.0%	24.0%	5.8%	21.3%	14.2%			

In 4Q25, adjusted Gross Margin of the distribution companies (ex-VNR) reached R\$ 4.3 billion, 14% higher than the same period of the previous year, mainly driven by the market effect (R\$ 159 million), wire-B tariff effect (R\$ 252 million), and losses (R\$ 85 million). Equatorial Goiás was the distributor that contributed the most to the positive variation in the quarter (+R\$ 205 million), recording billed market growth of 6.7%.

OPERATING EXPENSES AND OPEX/CONSUMER

Operating Expenses	4Q24								4Q25								Δ%
	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total	
Personnel	62	53	23	31	18	9	42	239	74	69	31	37	35	15	82	344	44%
Material	8	10	4	9	7	2	27	66	6	5	3	5	5	2	12	37	-44%
Third Party Services	108	123	70	66	118	25	262	771	118	151	88	51	143	21	223	795	3%
Others	14	41	1	16	70	7	34	184	12	8	4	16	8	2	39	90	-51%
PMSO	191	226	98	122	213	44	366	1,260	211	233	126	109	192	40	357	1,266	0%
Others Adjustments	(14)	(45)	(3)	(39)	(55)	(5)	(32)	(193)	(8)	(22)	(9)	(13)	(12)	-	(52)	(117)	-39%
Adjusted PMSO	178	181	96	83	158	39	334	1,067	202	210	116	96	180	40	305	1,149	8%
PDA	82	110	71	42	3	(9)	(26)	272	48	46	28	29	(29)	(22)	114	214	-21%
% GOR (w/o Construction Revenues)	4.1%	3.6%	6.0%	4.3%	0.2%	-2.1%	-0.7%	2.1%	1.9%	1.4%	1.8%	2.7%	-1.4%	-3.9%	2.6%	1.4%	
Provision for Contingencies	2	3	3	2	14	0	(39)	(14)	36	31	12	4	17	0	250	350	-2602%
FUNAC Provisions	-	-	-	-	-	-	(4)	(4)	-	-	-	-	-	-	(28)	(28)	600%
Provisions	84	114	75	44	17	(9)	(70)	254	84	77	41	33	(12)	(22)	336	537	112%
PDA Adjustments	(36)	(26)	(47)	(53)	4	19	43	(96)	(6)	13	(8)	(25)	8	21	(79)	(76)	
Provision Adjustments	-	-	-	25	-	-	70	95	(32)	(26)	(3)	(3)	(12)	2	(137)	(213)	
Adjusted Provisions	47	88	27	17	20	10	43	252	46	63	30	5	(17)	1	120	249	-1%
CCC Subvention	-	15	-	-	-	10	0	25	1	5	-	-	-	9	0	14	-43%
Other Operating Expenses / Revenues)	(6)	27	8	13	(56)	(6)	44	23	34	40	23	11	114	32	38	292	1155%
Depreciation and Amortization	95	122	43	36	48	14	176	534	101	206	61	46	101	21	191	728	36%
Manageable Expenses	364	503	224	215	222	53	516	2,096	431	560	250	198	395	80	922	2,838	35%
Adjusted OPEX/Consumer (12m)	253	231	246	212	292	581	365	281	259	256	265	231	326	519	334	288	
Δ% PMSO per Consumer									2.4%	11.0%	7.8%	9.0%	11.6%	-10.8%	-8.3%	2.6%	

MARANHÃO

In the quarter-over-quarter comparison, Adjusted OPEX per Customer, on a last twelve-month basis, increased by 2.4%, amounting to R\$ 259. Adjusted OPEX for the period amounted to R\$ 202 million, 13.8% higher than the same period of the previous year, or R\$ 24.5 million higher.

The increase in the quarter is mainly driven by the **Personnel** line and reflects higher headcount between periods, salary adjustments, variable compensation, and higher expenses with long-term incentives, driven by stock performance.

PDA reached R\$ 48 million in 4Q25 and represents 1.9% of ROB, a significant reduction compared to 4Q24, due to the effect of matrix updates and negotiations with public authorities. Excluding these matrix adjustments, Adjusted PDA amounted to R\$ 43 million, representing 1.7% of ROB, compared to 2.3% also on an adjusted basis in 4Q24.

PARÁ

In 4Q25, Adjusted OPEX per Customer (last twelve months) increased by 11%, amounting to R\$ 256 million. Adjusted PMSO for the period reached R\$ 210 million, 16.5% higher than 4Q24, or R\$ 29.8 million.

The increase in OPEX in the quarter is driven by the Personnel and Third-Party Services lines. In Personnel, it reflects higher headcount between periods, variable compensation, and higher expenses with long-term incentives, driven by stock performance in the period. In Third-Party Services, there was an increase in the volume of billing and collection services, meter reading activities, and contract renewals with suppliers.

In 4Q25, PDA reached R\$ 46 million, representing 1.4% of ROB, showing a significant reduction compared to 4Q24, with a positive effect from the update of the matrix, negotiations with public authorities, and individualized negotiations (including associated guarantees and lower provision levels). Excluding these adjustments, Adjusted PDA reaches R\$ 59 million and 1.7% of ROB (2.8% in 4Q24).

PIAUI

Adjusted OPEX per Customer (last twelve months) reached R\$ 265, an increase of 7.8% compared to 4Q24, mainly driven by the Third-Party Services line, impacted by the recognition of provisions for contract adjustments with suppliers, increases in environmental services expenses, and disconnection services. Adjusted OPEX for the quarter increased by 21.3%, or R\$ 20.4 million compared to the same period of the previous year.

PDA for the quarter was R\$ 28 million, or 1.8% of ROB. The significant improvement between quarters was driven by the update of the loss matrix. Excluding these matrix adjustments, Adjusted PDA totals R\$ 21 million, equivalent to 1.3% of ROB, compared to 2.0% in 4Q24.

ALAGOAS

Adjusted OPEX per Customer (last twelve months) reached R\$ 231 million, 9.0% higher than 4Q24, while Adjusted OPEX increased by 16.2%, or R\$ 13.4 million.

The increase in the quarter, on an adjusted basis, was concentrated in the Personnel line, which increased by R\$ 6.2 million, with higher long-term incentive and benefits expenses, and in the Third-Party Services line, which increased by R\$ 10.8 million, impacted by higher collection services, increased vehicle fleet required by insourced teams, and higher legal fees.

In Alagoas, Expected Losses for Doubtful Accounts (PDA) in the quarter reached R\$ 29 million, representing 2.7% of ROB, reflecting the matrix update and negotiations with public authorities. Excluding these adjustments, Adjusted PDA reaches R\$ 4 million and 0.4% of ROB (1.4% in 4Q24).

CEEE-D

Adjusted OPEX per Customer (last twelve months) reached R\$ 326, an increase of 11.6%. Adjusted OPEX for the period increased by 14.1%.

The increase in Adjusted PMSO in the period is mainly driven by the Third-Party Services line, with higher services related to pruning and disposal, legal fees, and intensification of collection services.

PDA/ROB for the period reached -1.4%, or R\$ -29 million, driven by renegotiations with large customers. Excluding these adjustments, Adjusted PDA reaches -R\$ 21 million and -1.1% of ROB (0.4% in 4Q24).

CEA

Adjusted OPEX per Customer (last twelve months) reached R\$ 519, 10.8% lower than the same period of the previous year. Adjusted OPEX for CEA was R\$ 40 million, 3.2% higher than 4Q24.

The quarterly increase was concentrated on personnel expenses (R\$ 4 million) due to the insourcing of pruning, on-call, and line maintenance services, offset by a reduction in third-party services.

In 4Q25, PDA/ROB was -3.9%, or -R\$ 22 million, impacted by the adjustment of the loss provisioning matrix and negotiations with public authorities. Excluding these adjustments, Adjusted PDA reaches -R\$ 1 million and -0.2% of ROB (2.1% in 4Q24).

GOIÁS

Adjusted OPEX per Customer (last twelve months) was R\$ 334 in 4Q25, 8.3% lower compared to 4Q24. Adjusted OPEX was R\$ 305 million, 8.7% lower than the same period of the previous year.

The reduction in Adjusted PMSO is due to lower expenses with services and Distribution Network and On-call services, driven by lower rainfall, as well as in the Materials line, with reduced spending on maintenance materials and EPI/EPC (Personal Protective Equipment / Collective Protection Equipment).

In 4Q25, PDA amounted to R\$ 114 million in the quarter, or 2.6% of ROB, an increase compared to 4Q24, which was -R\$ 26 million and -0.7% of ROB, due to the implementation of Goiás' loss matrix. Excluding these adjustments, Adjusted PDA reaches R\$ 35 million and 0.9% of ROB (0.5% in 4Q24).

EBITDA

EBITDA	4Q24								4Q25								Δ%
	MA	PA	PI	AL	CEEE-D	CEA	GO	Total	MA	PA	PI	AL	CEEE-D	CEA	GO	Total	
(+) Net Income	225	506	128	8	(123)	79	440	1,263	229	410	275	55	(202)	(1)	(364)	402	-68.2%
(+) Income Tax / Social Contribution	(32)	(81)	(59)	(16)	-	-	(452)	(639)	9	30	22	5	-	8	(228)	(155)	-75.8%
(+) Net Financial Result	42	90	68	42	199	60	322	825	126	129	95	71	223	81	850	1,575	91.1%
(+) Depreciation & Amortization	95	122	43	36	48	14	176	534	101	206	61	46	101	21	191	728	36.4%
(=) EBITDA IFRS (CVM)*	330	637	180	71	125	153	485	1,982	465	776	452	177	122	110	450	2,551	29%
Total Adjustments	49	116	125	121	28	(53)	100	486	53	9	(169)	50	126	9	293	370	-23.8%
(+) Other Operating Revenues / Expenses	(6)	27	8	13	(56)	(6)	44	23	34	40	23	11	114	32	38	292	1154.8%
(+) Gross Margin Impacts	51	113	70	44	38	(31)	162	446	-	-	(212)	-	-	-	-	(212)	-147.6%
(+) Isolated Systems	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(19)	-	-	-	-	-	(19)	N/A
(+) PMSO Adjustments	14	45	3	39	55	5	32	193	8	22	9	13	12	-	52	117	-39.5%
(+) Provisions Adjustments	36	26	47	28	(4)	(19)	(113)	2	38	13	11	28	5	(22)	216	288	19103.7%
(+) VNR	(45)	(95)	(3)	(3)	(5)	(1)	(25)	(178)	(28)	(47)	(0)	(1)	(6)	(0)	(13)	(96)	-45.9%
Adjusted IFRS EBITDA	379	753	305	191	153	101	585	2,468	518	785	283	227	247	119	742	2,921	18%
									36.6%	4.2%	-7.3%	18.5%	61.8%	18.4%	26.8%	18.4%	

*Calculated in accordance with CVM Instruction 527/12

MARANHÃO

In 4Q25, EBITDA adjusted for VNR and non-recurring effects reached R\$ 518 million, 36.6% higher than 4Q24, or R\$ 139 million.

Adjusted gross margin for the quarter increased by R\$ 163 million, mainly driven by the tariff effect resulting from the tariff review process (R\$ 94.8 million) and market growth of 4.8%, while adjusted OPEX for the period increased by R\$ 24.5 million.

Adjusted provisions and contingencies for the period remained in line between quarters.

PARÁ

Adjusted EBITDA for VNR and non-recurring effects in Pará reached R\$ 785 million, 4.2% higher than 4Q24, or R\$ 32 million, due to the increase in gross margin and reduction in the provisions line.

Adjusted gross margin for the period increased by R\$ 45.7 million driven by market and improvement in loss delta, while adjusted provisions decreased by R\$ 25 million and adjusted OPEX increased by R\$ 29.8 million.

The adjusted provisions line decreased by R\$ 25 million compared to 4Q24.

PIAUI

In Piauí, EBITDA adjusted for non-recurring and non-cash effects reached R\$ 283 million, 7.3% lower, or R\$ 22 million, compared to the same period of the previous year.

Adjusted gross margin for the period remained in line with 4Q24, while adjusted OPEX increased by R\$ 20.4 million between periods.

The adjusted PDA and contingencies line worsened by R\$ 2.5 million compared to 4Q24.

ALAGOAS

Adjusted EBITDA for VNR and non-recurring effects in Alagoas reached R\$ 227 million, R\$ 35 million higher than 4Q24, or 18.5% higher.

Adjusted gross margin for the period increased by R\$ 38 million, mainly due to tariff increases and improvement in losses, partially offset by the increase in adjusted OPEX (R\$ 13.4 million), while adjusted provisions and contingencies improved by R\$ 11.2 million.

CEEE-D

EBITDA adjusted for non-recurring effects and VNR in Rio Grande do Sul reached R\$ 247 million in the quarter, 61.8% higher than 4Q24, or R\$ 94 million.

Adjusted gross margin of CEEE-D increased by R\$ 79 million, associated with a positive tariff adjustment of Parcel B of 4.6% and market growth in the Residential and Other Classes (Rural, Public Authorities, Public Lighting, Public Service, and Own Consumption) during the period.

Adjusted OPEX for the period increased by R\$ 22.2 million, while adjusted provisions and contingencies improved by R\$ 37.2 million.

CEA

Adjusted EBITDA reached R\$ 119 million, 18.4% higher than the same period of the previous year, or R\$ 19 million, driven by the increase in adjusted gross margin at CEA (R\$ 9 million) and improvement in the adjusted provisions and contingencies line (R\$ 9 million), in addition to a reduction of R\$ 1.5 million in isolated systems expenses.

GOIÁS

EBITDA adjusted for non-recurring effects and VNR at Equatorial Goiás reached R\$ 742 million, 27% higher than the same period of the previous year, or R\$ 157 million.

The increase in adjusted gross margin (R\$ 205 million) mainly reflects market growth and an average tariff adjustment of 18.5%, as well as an increase in unbilled revenue of R\$ 95 million. Additionally, adjusted OPEX for the period decreased by R\$ 29 million, while adjusted PDA and provisions showed a negative variation of R\$ 77 million.

NON-RECURRING EFFECTS – EBITDA

Non Recurring EBITDA Distribution	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	4Q25 Total
Operating Revenue	-	-	-	-	-	-	-	-
Deductions from operating revenue	-	-	(212)	-	-	-	-	(212)
Net Operating Revenue	-	-	(212)	-	-	-	-	(212)
Gross Margin	-	-	(212)	-	-	-	-	(212)
Operating Costs and Expenses	8	22	9	13	12	-	52	117
Third Party Services	8	22	9	-	12	-	37	89
Others	-	-	-	13	-	-	15	28
Provisions	38	13	11	28	5	(22)	216	288
Isolated Systems	-	(19)	-	-	-	-	-	(19)
Costs and Expenses	46	17	20	40	17	(22)	268	386
Other Operating Revenues/Expenses	34	40	23	11	114	32	38	292
VNR	(28)	(47)	(0)	(1)	(6)	(0)	(13)	(96)
EBITDA Adjustments	53	9	(169)	50	126	9	293	370

FINANCIAL RESULT

Financial Result, net R\$ million	4Q24								4Q25								Δ%
	MA	PA	PI	AL	CEEE-D	CEA	GO	Total	MA	PA	PI	AL	CEEE-D	CEA	GO	Total	
(+) Financial Income	37	74	25	15	22	22	41	236	24	166	44	27	64	30	36	391	65.9%
(+) Late Payment Subcharge - Energy Sales	21	54	14	12	40	1	15	157	20	38	12	15	32	4	13	134	-14.8%
(+) Debt Charges	(113)	(199)	(106)	(59)	(158)	(82)	(461)	(1,177)	(123)	(323)	(156)	(102)	(301)	(119)	(532)	(1,655)	40.6%
(+) OVA Charges	(5)	(4)	(1)	(0)	4	(1)	(7)	(14)	(5)	(4)	184	(4)	20	(1)	31	221	-1667.8%
(+) NPV - Commercial	1	(9)	(3)	3	(16)	0	(6)	(30)	(2)	(3)	2	2	0	3	0	4	-114.0%
(+) Contingencies	(0)	(4)	(6)	(2)	(31)	6	30	(7)	(32)	(14)	(165)	10	(40)	9	(563)	(794)	11676.1%
(+) Other Revenues / Expenses	17	(2)	8	(11)	(60)	(6)	66	11	(9)	11	(16)	(18)	1	(8)	163	124	1050.2%
Net Financial Result	(42)	(90)	(68)	(42)	(399)	(60)	(322)	(825)	(126)	(129)	(95)	(71)	(223)	(81)	(850)	(1,575)	91%
(+) Non Recurring Events	-	44	(20)	-	(68)	(4)	(77)	(126)	27	(6)	(16)	4	(91)	(0)	387	305	-342.1%
Adjusted Net Financial Result	(42)	(46)	(89)	(42)	(267)	(64)	(399)	(950)	(99)	(136)	(111)	(67)	(314)	(82)	(463)	(1,271)	34%
Δ%									132.3%	194.2%	25.3%	59.0%	17.3%	27.5%	15.8%	33.7%	

NET INCOME

Net Income R\$ million	4Q24								4Q25								Δ%
	MA	PA	PI	AL	CEEE-D	CEA	GO	Total	MA	PA	PI	AL	CEEE-D	CEA	GO	Total	
(+) Net Income	225	506	128	8	(123)	79	440	1,263	229	410	275	55	(202)	(1)	(364)	402	-68%
(+) EBITDA Adjustments (Net of Taxes)	101	184	120	110	89	(45)	82	640	46	17	(192)	40	17	(22)	268	174	-72.8%
(+) IR and CSLL Effect	(102)	(114)	(68)	(65)	-	(11)	(446)	(806)	(27)	(41)	(30)	(13)	(7)	8	(222)	(331)	-59.0%
(+) Depreciation	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	N/A
(+) Financial Results Adjustments	-	44	(20)	-	(68)	(4)	(77)	(126)	27	(6)	(16)	4	(91)	(0)	387	305	-342.1%
(+) Other Non Operational Revenues/Expenses	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	81	-	-	81	N/A
(+) Net VNR from IR and CSLL	(30)	(63)	(2)	(2)	(3)	(1)	(17)	(117)	(18)	(31)	(0)	(1)	(4)	(0)	(9)	(63)	-45.9%
(+) Adjusted Net Income	194	556	157	51	(105)	19	(19)	854	258	349	37	86	(206)	(16)	61	568	-34%
Δ%									33.1%	-37.3%	-76.6%	66.3%	96.5%	-183.6%	-421.0%	-33.5%	

INVESTMENTS

Investment on Distribution R\$ million	4Q24								4Q25								Δ%
	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total	
Electrical Assets	284	242	160	98	296	82	575	1,736	195	452	158	133	307	24	551	1,820	4.8%
Special Obligations	19	520	21	1	8	18	-	588	51	474	57	9	12	33	10	646	9.9%
Non-Electrical Assets	32	67	25	28	50	14	79	295	46	46	30	18	52	10	112	315	6.8%
Strategic Projects	10	38	6	12	16	19	4	104	6	12	5	3	24	5	42	98	-6.1%
Total	335	829	206	127	354	114	654	2,619	292	972	245	160	371	67	673	2,781	6%
Δ%									-12.7%	17.3%	19.1%	25.9%	4.9%	-41.7%	2.8%	6.2%	

To return to the summary, click [here](#).

TAXES

At Equatorial Group, the calculation of Corporate Income Tax (IRPJ) and Social Contribution on Net Income (CSLL) payable is positively influenced by the following items: (i) a tax incentive providing a 75% reduction in Corporate Income Tax, resulting from the full modernization benefit granted by SUDENE/SUDAM (valid through 2032 for the Maranhão, Piauí, Alagoas, and CEA distribution companies, and through 2034 for Equatorial Pará); (ii) a benefit allowing the exclusion of up to 60% of amounts spent on R&D&I from net income; and (iii) income tax deduction benefits related to employee meal expenses (PAT), maternity leave, and donations.

IRPJ/CSLL (R\$MM)	2024							2025							
	Distribution	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO
EBT		816	2.194	372	367	(488)	201	(71)	878	1.805	619	354	(705)	11	(639)
Expenses IRPJ/CSLL		(74)	(218)	(8)	(53)	49	-	428	(127)	(252)	(104)	(71)	-	(23)	286
(+) Deferred Tax Asset		(99)	(132)	5	(52)	49	0	434	54	(53)	8	4	-	-	338
(+) Tax Incentives		190	500	76	60	-	-	-	162	364	108	47	-	-	-
Cash Tax		25	(86)	(12)	(2)	-	(0)	(6)	(181)	(199)	(112)	(76)	-	(23)	(52)
Effective Tax Rate of IRPJ and CSLL		3%	4%	3%	0%	0%	0%	9%	21%	11%	18%	21%	0%	214%	8%

Non-Recurring Effects	2024							2025						
	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO
Expenses IRPJ/CSLL	(67)	(79)	1	(6)	(49)	-	6	(4)	37	23	(29)	-	-	-
Deferred Tax Asset	-	(35)	(68)	(32)	-	-	(356)	27	(37)	(23)	29	-	4	-
Tax Incentives	-	-	-	-	-	-	-	13	7	18	46	-	-	-

Adjusting for non-recurring effects, the distributors' tax rate reaches:

IRPJ/CSLL (R\$MM) - Recurring	2024							2025							
	Distribution	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO
EBT		816	2.194	372	367	(488)	201	(71)	878	1.805	619	354	(705)	11	(639)
Expenses IRPJ/CSLL		(141)	(332)	(75)	(91)	(0)	-	78	(91)	(245)	(86)	(26)	-	(19)	286
(+) Deferred Tax Asset		(99)	(167)	(63)	(83)	49	0	78	81	(89)	(14)	33	-	4	338
(+) Tax Incentives		190	500	76	60	-	-	-	175	371	125	93	-	-	-
Cash Tax		(42)	(165)	(12)	(8)	(0)	(0)	-	(172)	(156)	(72)	(59)	-	(23)	(52)
Effective Tax Rate of IRPJ and CSLL		5%	8%	3%	2%	0%	0%	0%	20%	9%	12%	17%	0%	214%	8%

RENEWABLES

OPERATIONAL PERFORMANCE

GENERATION

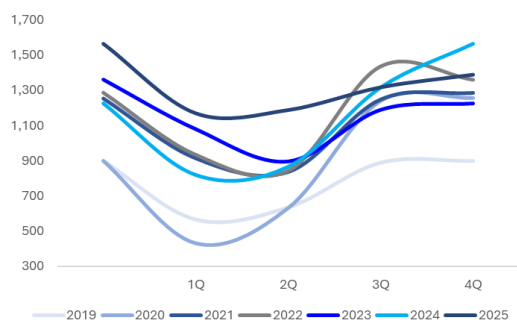
Wind Complexes	Generation (GWh)				Wind (m/s)			
	4Q24	4Q25	Δ%	Δ	4Q24	4Q25	Δ%	Δ
Wind Portfólio	1,304.8	1,175.0	-9.9%	-129.8	8.7	9.1	4.1%	0.4
<i>Constrained-Off</i>	147.4	396.0	168.6%	248.6				
Wind Portfólio ex Constrained-Off	1,452.2	1,570.9	8.2%	118.7	8.7	9.1	4.1%	0.4

Solar Complexes	Generation (GWh)				Average Irradiance (W/m ²)			
	4Q24	4Q25	Δ%	Δ	4Q24	4Q25	Δ%	Δ
Solar Portfólio	258.8	213.3	-17.6%	-45.5	294.0	277.0	-5.8%	-17.0
<i>Constrained-Off</i>	116.3	129.5	11.4%	13.3				
Solar Portfólio ex Constrained-Off	375.1	342.8	-8.6%	-32.2	294.0	277.0	-5.8%	-17.0

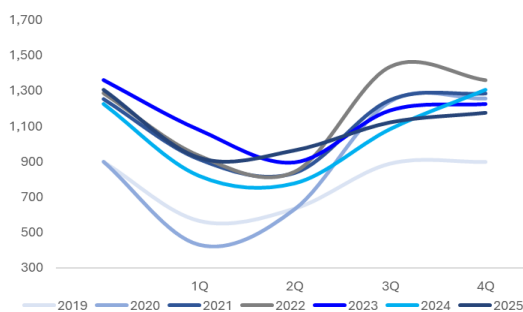
Portfolio	Generation (GWh)			
	4Q24	4Q25	Δ%	Δ
Consolidated Portfólio	1,563.6	1,388.3	-11.2%	-175.3
<i>Constrained-Off</i>	263.7	525.5	99.3%	261.8
Consolidated Portfólio ex Constrained-Off	1,827.3	1,913.8	4.7%	86.5

Operational information was disclosed in the company's operational release. To access the document, [click here](#).

AVERAGE WIND – WIND PORTFOLIO (m/s)



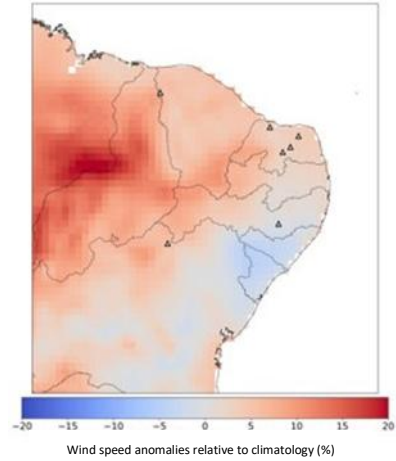
GENERATION TOTAL – WIND PORTFOLIO (GWh)



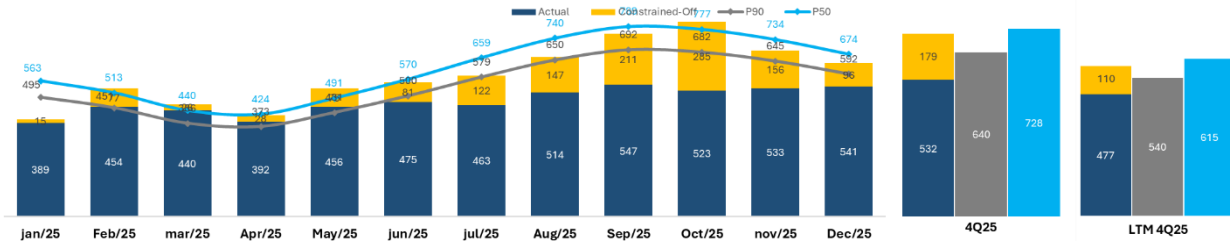
4Q25 was marked by wind speeds within the climatological average across most of the Northeast, with some areas in the states of Maranhão, Piauí, Ceará, Rio Grande do Norte, and Bahia recording positive anomalies. Compared to 4Q24, the average wind speed at Echoenergia's complexes increased by 4%, as in the prior period some sites experienced wind resources below the climatological average.

The figure alongside illustrates the wind anomalies in 4Q25 compared to the long-term average, highlighting the positive climatic impact on Echoenergia's wind complexes. It is important to note that, excluding constrained-off effects, the generation results for this period were close to P60 for wind assets and P97 for solar assets.

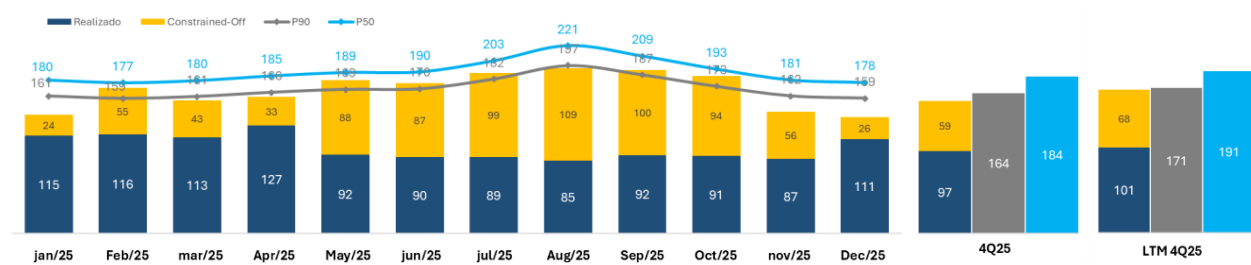
The following charts present Echoenergia's wind and solar energy generation over the past twelve months and the 4Q25 view, comparing it with the annual P50 and P90 values revised by the company. It is worth noting that these energy production estimates are considered robust, as the studies were prepared using well-established market methodologies and are based on operational data for all complexes.



Echoenergia's Wind Assets - Realized Generation and Resource Variability for P50 and P90 in 1 Year (MWm)



Echoenergia's Solar Assets - Realized Generation and Resource Variability for P50 and P90 in 1 Year (MWm)



CONSTRAINED-OFF EFFECTS

In 4Q25, constrained-off effects amounted to 525 GWh, representing a restriction of 27.4% of energy or a financial impact of R\$ 112 million. The curtailed energy volume was mainly concentrated in wind complexes, particularly the Serra do Mel complex (278 GWh or R\$ 65.5 million). However, in percentage terms, the impacts were proportionally more pronounced in solar assets, reaching 37.7% (R\$ 16 million), reflecting this segment's greater exposure to the system's operational constraints.

On a quarterly comparison, the constrained-off volume was higher than the 264 GWh (R\$ 53 million) recorded in 4Q24, driven primarily by increased restrictions in wind complexes. On a cumulative basis for 2025 versus the previous year, curtailment in wind assets increased by 1.2 bps., while the solar segment recorded a rise of 5.0 bps.

Regarding the nature of the restrictions, the portfolio was predominantly impacted by reliability-related reasons, which accounted for 56% of the total (295 GWh or R\$ 75 million), followed by energy-related curtailments (42%, equivalent to 220 GWh or R\$ 34 million). Effects due to external unavailability accounted for the remaining 2% (R\$ 2 million). In the solar segment, energy-related limitations were more significant, representing approximately 65% of the segment's total in the quarter.

Throughout the period, there were no changes in the criteria used to measure constrained-off. The Group continues to work in a coordinated manner with the ONS, regulatory bodies, and industry associations, focusing on mitigating these impacts and continuously improving the portfolio's operational predictability.

Unit		Echoenergia View									ONS View
		Total			Electrical Reliability		Unavailability		Energy Ratio		
		[%]	[GWh]	[R\$ million]	[GWh]	[R\$ million]	[GWh]	[R\$ million]	[GWh]	[R\$ million]	[GWh]
Wind	4Q24	10.2%	147	36	100	28	3	1	44	8	137
	4Q25	25.2%	396	96	255	68	7	2	134	26	364
	3Q23 to 4Q25	17.2%	2,203	400	1,65	297	116	24	437	79	1,859
Solar	4Q24	31.0%	116	16	45	9	7	2	64	5	93
	4Q25	37.7%	130	16	40	7	4	1	85	9	129
	3Q23 to 4Q25	38.5%	917	96	349	44	92	10	476	42	717
Portfolio	4Q24	14.4%	264	53	146	37	10	3	108	13	229
	4Q25	27.4%	525	112	295	75	11	2	220	34	493
	3Q23 to 4Q25	20.6%	3,120	496	1,999	340	208	34	913	122	2,576

FINANCIAL PERFORMANCE

Income Statement	Echo Participações				Echo Crescimento			
	4Q24	4Q25	Δ%	Δ	4Q24	4Q25	Δ%	Δ
Net Revenues	333.3	340.6	2.2%	7.3	57.4	85.6	49.2%	28.2
(-) Energy Costs	(42.9)	(45.5)	6.2%	(2.6)	(4.4)	(26.3)	500.3%	(21.9)
(+/-) MtM (Gains and Losses)	-	-	N/A	-	(0.1)	(0.0)	-99.7%	0.1
Gross Energy Profit	290.4	295.1	1.6%	4.7	52.9	59.3	12.2%	6.4
Operations Costs and Expenses	(89.7)	(389.2)	334.0%	(299.5)	(68.1)	(629.4)	824.3%	(561.3)
(-) Energy Operation and Production Costs	(82.6)	(87.6)	6.1%	(5.1)	(66.5)	(19.7)	-70.5%	46.9
(-) Operational and Administrative Expenses	(7.1)	(301.6)	4125.4%	(294.5)	(1.6)	(609.7)	38651.0%	(608.2)
EBITDA	200.7	(94.1)	-146.9%	(294.8)	(15.2)	(570.1)	3641.5%	(554.9)
EBITDA Margin (%)	60.2%	-27.6%	-87.9 p.p.	N/A	-26.6%	-665.8%	-639.2 p.p.	N/A
(-/+ Non Recurring Effects	11.8	284.3	2307.1%	272.5	50.0	605.6	1110.4%	555.6
(+/-) MtM (Gains and Losses)	-	-	N/A	-	0.1	0.0	-69.3%	(0.1)
Adjusted EBITDA	212.5	190.2	-10.5%	(22.3)	34.9	35.6	1.8%	0.6
Adjusted EBITDA Margin (%)	63.8%	55.8%	-7.9 p.p.	N/A	60.9%	41.6%	-19.3 p.p.	N/A
(-) Depreciation/Amortization	(74.8)	(69.6)	-6.9%	5.2	(19.3)	(19.4)	0.6%	(0.1)
(-/+ Financial Results	(69.9)	(39.1)	-44.0%	30.7	(68.7)	(53.5)	-22.1%	15.2
(-) Taxes	32.2	(25.1)	-178.1%	(57.3)	(2.2)	(4.7)	107.9%	(2.4)
Reported Net Profit (Loss)	88.2	(228.0)	-358.4%	(316.2)	(105.5)	(647.7)	514.0%	(542.2)
Net Margin (%)	26.5%	-66.9%	-93.4 p.p.	N/A	-183.8%	-756.4%	-572.6 p.p.	N/A
Adjusted Net Profit (Loss)	100.1	56.3	-43.7%	(43.7)	(55.3)	(42.0)	-24.1%	13.3
Adjusted Net Margin (%)	30.0%	16.5%	-13.5 p.p.	N/A	-96.4%	-49.0%	47.3 p.p.	N/A

Income Statement	Echoenergia (Part. + Cresc.)			
	4Q24	4Q25	Δ%	Δ
Net Revenues	390.7	426.3	9.1%	35.6
(-) Energy Costs	(47.3)	(71.8)	52.0%	(24.6)
(+/-) MtM (Gains and Losses)	(0.1)	(0.0)	-99.7%	0.1
Gross Energy Profit	343.3	354.4	3.3%	11.2
Operations Costs and Expenses	(157.8)	(1,018.6)	545.6%	(860.8)
(-) Energy Operation and Production Costs	(149.1)	(107.3)	-28.0%	41.8
(-) Operational and Administrative Expenses	(8.7)	(911.4)	10361.1%	(902.7)
EBITDA	185.5	(664.2)	-458.1%	(849.7)
EBITDA Margin (%)	47.5%	-155.8%	-203.3 p.p.	N/A
(-/+ Non Recurring Effects	61.8	889.9	1338.9%	828.1
(+/-) MtM (Gains and Losses)	0.1	0.0	-69.3%	(0.1)
Adjusted EBITDA	247.5	225.8	-8.8%	(21.7)
Adjusted EBITDA Margin (%)	63.3%	53.0%	-10.4 p.p.	N/A
(-) Depreciation/Amortization	(94.1)	(89.0)	-5.4%	5.1
(-/+ Financial Results	(138.6)	(92.7)	-33.1%	45.9
(-) Taxes	29.9	(29.8)	-199.5%	(59.7)
Reported Net Profit (Loss)	(17.2)	(875.7)	-4982.6%	(858.4)
Net Margin (%)	-4.4%	-205.4%	-201 p.p.	N/A
Adjusted Net Profit (Loss)	44.8	14.3	-68.0%	(30.4)
Adjusted Net Margin (%)	11.5%	3.4%	-8.1 p.p.	N/A

GROSS PROFIT – ECHOENERGIA

Echoenergia's Gross Energy Profit amounted to R\$ 354.4 million in 4Q25, an increase of 3.3% compared to the same period last year, or R\$ 11.2 million. Despite lower generation recorded in the period, Gross Profit increased, mainly due to inflation adjustments (IPCA) and gains from incentivized energy hedge (swap) operations, arising from plants whose net generation was below the physical guarantee.

IMPAIRMENT – ECHOENERGIA

As a result of constrained-off effects on the company's assets, an impairment adjustment was recognized on the company's investment, amounting to R\$ 879.8 million in 4Q25. This loss stems from the revision of assumptions used in the recoverability test of Cash Generating Units (Echo Par and Echo Crescimento), particularly regarding expectations of actual energy generation, the structural incorporation of curtailment effects into cash flow projections, and long-term energy price outlooks.

As a result of this revision, the carrying amount of certain assets exceeded their recoverable value, leading to the recognition of an accounting loss in the period. This loss has no cash effect and may be reversed in the future if operational or market conditions improve, such as a reduction in curtailment levels or revisions to generation and energy price assumptions.

OPERATIONAL COSTS AND EXPENSES – ECHOENERGIA

Echoenergia's operating costs and expenses amounted to R\$ 138.9 million in 4Q25, a decrease of 12.0%, or R\$ 18.9 million, compared to 4Q24. Adjusting both periods for non-recurring effects, operating costs and expenses amounted to R\$ 128.7 million in 4Q25, an increase of 34.2%, or R\$ 32.8 million, versus 4Q24. This variation is mainly explained by:

- Increase in expenses related to leases, taxes, materials, and logistics (+R\$ 18.3 million);
- Increase in specialized services and O&M, linked to corrective actions at the Echo 2 wind farm and environmental services (+R\$ 14.3 million);
- Increase in personnel expenses (+R\$ 2.3 million);
- Higher connection and transmission charges (+R\$ 1.8 million);
- Partially offset by a reduction in insurance expenses (-R\$ 3.9 million).

ADJUSTED EBITDA – ECHOENERGIA

Echoenergia's EBITDA amounted to a negative result of R\$664.2 million, mainly impacted by the impairment adjustment. On an adjusted basis, EBITDA reached R\$225.8 million, declining due to higher O&M and personnel expenses.

FINANCIAL RESULT – ECHOENERGIA

Echoenergia's net financial result recorded in 4Q25 was negative R\$92.7 million, showing an improvement of R\$45.9 million compared to 4Q24, reflecting the reduction in IPCA (the main debt index) and higher returns on financial investments.

PROFORMA – ECHOENERGIA + EQUATORIAL RENOVÁVEIS

Below we present Echoenergia's economic and financial performance on a pro forma basis, combining the results of Equatorial Renováveis S.A. (formerly Sol Energias), the Group's commercialization vehicle, which is currently consolidated, from a statutory perspective, under Equatorial Serviços.

Income Statement	Echoenergia (Part. + Cresc.)				EQTL Renováveis			
	4Q24	4Q25	Δ%	Δ	4Q24	4Q25	Δ%	Δ
Net Revenues	390.7	426.3	9.1%	35.6	339.9	774.8	127.9%	434.9
(-) Energy Costs	(47.3)	(71.8)	52.0%	(24.6)	(341.2)	(764.4)	124.0%	(423.1)
(+/-) MtM (Gains and Losses)	(0.1)	(0.0)	-99.7%	0.1	(10.7)	57.9	-639.4%	68.6
Gross Energy Profit	343.3	354.4	3.3%	11.2	(12.0)	68.4	-668.2%	80.4
Operations Costs and Expenses	(157.8)	(1,018.6)	545.6%	(860.8)	(17.0)	(27.6)	62.5%	(10.6)
(-) Energy Operation and Production Costs	(149.1)	(107.3)	-28.0%	41.8	(0.9)	(20.9)	2194.9%	(20.0)
(-) Operational and Administrative Expenses	(8.7)	(911.4)	10361.1%	(902.7)	(16.1)	(6.7)	-58.1%	9.4
EBITDA	185.5	(664.2)	-458.1%	(849.7)	(29.0)	40.8	-240.4%	69.8
EBITDA Margin (%)	47.5%	-155.8%	-203.3 p.p.	N/A	-8.5%	5.3%	13.8 p.p.	N/A
(-/+ Non Recurring Effects)	61.8	889.9	1338.9%	828.1	-	6.7	N/A	6.7
(+/-) MtM (Gains and Losses)	0.1	0.0	-69.3%	(0.1)	10.7	(57.9)	-639.4%	(68.6)
Adjusted EBITDA	247.5	225.8	-8.8%	(21.7)	(18.3)	(10.4)	-42.9%	7.8
Adjusted EBITDA Margin (%)	63.3%	53.0%	-10.4 p.p.	N/A	-5.4%	-1.3%	4 p.p.	N/A
(-) Depreciation/Amortization	(94.1)	(89.0)	-5.4%	5.1	(0.1)	(0.1)	-34.5%	0.1
(-/+ Financial Results)	(138.6)	(92.7)	-33.1%	45.9	(0.0)	1.1	-9535.4%	1.1
(-) Taxes	29.9	(29.8)	-199.5%	(59.7)	2.5	(19.7)	-873.1%	(22.2)
Reported Net Profit (Loss)	(17.2)	(875.7)	-4982.6%	(858.4)	(26.6)	22.0	-182.8%	48.7
Net Margin (%)	-4.4%	-205.4%	-201 p.p.	N/A	-7.8%	2.8%	10.7 p.p.	N/A
Adjusted Net Profit (Loss)	44.8	14.3	-68.0%	(30.4)	(15.9)	(29.2)	-83.3%	(13.3)
Adjusted Net Margin (%)	11.5%	3.4%	-8.1 p.p.	N/A	-4.7%	-3.8%	0.9 p.p.	N/A

Income Statement	Proforma (Echoenergia + EQTL Renováveis)			
	4Q24	4Q25	Δ%	Δ
Net Revenues	730.6	1,201.1	64.4%	470.5
(-) Energy Costs	(388.5)	(836.2)	115.2%	(447.7)
(+/-) MtM (Gains and Losses)	(10.9)	57.9	-632.3%	68.8
Gross Energy Profit	331.2	422.8	27.6%	91.6
Operations Costs and Expenses	(174.8)	(1,046.2)	498.6%	(871.5)
(-) Energy Operation and Production Costs	(150.0)	(128.1)	-14.6%	21.8
(-) Operational and Administrative Expenses	(24.8)	(918.1)	3602.9%	(893.3)
EBITDA	156.5	(623.4)	-498.5%	(779.9)
EBITDA Margin (%)	21.4%	-51.9%	-73.3 p.p.	N/A
(-/+ Non Recurring Effects)	61.8	896.6	1349.7%	834.8
(+/-) MtM (Gains and Losses)	10.9	(57.9)	-631.9%	(68.7)
Adjusted EBITDA	229.2	215.3	-6.0%	(13.8)
Adjusted EBITDA Margin (%)	31.4%	17.9%	-13.4 p.p.	N/A
(-) Depreciation/Amortization	(94.2)	(89.1)	-5.5%	5.1
(-/+ Financial Results)	(138.6)	(91.6)	-33.9%	47.0
(-) Taxes	32.5	(49.5)	-252.3%	(82.0)
Reported Net Profit (Loss)	(43.9)	(853.6)	1846.0%	(809.7)
Net Margin (%)	-6.0%	-71.1%	-65.1 p.p.	N/A
Adjusted Net Profit (Loss)	28.9	(14.8)	-151.3%	(43.7)
Adjusted Net Margin (%)	4.0%	-1.2%	-5.2 p.p.	N/A

To return to the summary, click [here](#).

SANITATION

Operational Data - Water	4T24	4T25	Δ% vs 4T24
Billed savings (thousand)	95.431	96.415	1.0%
Billed Volume (thousand m ³)	5,485	5,391	-1.7%
Coverage ratio (%)	63.5%	71.6%	8.1 p.p.
Distribution Losses Index (%)	63.2%	64.5%	1.3 p.p.

Operational Data - Sewage	4T24	4T25	Δ% vs 4T24
Billed savings (thousand)	18.872	19.017	0.8%
Billed Volume (thousand m ³)	1,014	1,069	5.4%
Coverage ratio (%)	14.7%	15.6%	0.9 p.p.

The operational information was disclosed in the company's operational release. To access the document, [click here](#).

FINANCIAL PERFORMANCE

Financial Statement	4Q24	4Q25	Δ%	Δ	2024	2025
R\$ million						
Gross Operating Revenue	85.7	73.7	-14.0%	-12.0	229.3	219.6
Water and Sewage Services	26.2	29.5	12.7%	3.3	95.9	108.0
Construction Revenue	56.9	42.7	-24.9%	(14.2)	126.7	105.0
Other revenue	2.7	1.5	-42.3%	(1.1)	6.6	6.6
Deductions	(4.7)	(5.4)	15.2%	(0.7)	(11.5)	(13.2)
Net Operating Revenue	81.0	68.3	-15.7%	(12.7)	217.7	206.4
Construction Costs	(56.9)	(42.7)	-24.9%	14.2	(126.7)	(105.0)
Operating Costs	(22.7)	(317.9)	1298.1%	(295.1)	(97.4)	(380.4)
OPEX	(17.5)	(18.0)	2.8%	(0.5)	(65.7)	(65.6)
Personnel	(7.4)	(5.1)	-31.1%	2.3	(28.8)	(20.2)
Material	(2.2)	(2.7)	19.0%	(0.4)	(9.1)	(9.5)
Third Party Services	(5.2)	(6.7)	29.7%	(1.5)	(14.2)	(19.5)
Others	(2.7)	(3.5)	29.9%	(0.8)	(13.6)	(16.4)
PDA/Provisions	(5.3)	12.2	-330.5%	17.5	(31.5)	(3.6)
Other Operational Revenues and Expenses	0.1	(312.1)	-589037.7%	(312.2)	(0.2)	(311.2)
EBITDA	1.4	(292.2)	-21094.8%	(293.6)	(6.4)	(279.1)
Non-recurring effects	-	300.1	N/A	300.1	-	311.2
Adjusted EBITDA	1.4	7.9	465.5%	6.5	(6.4)	32.1
Depreciation and Amortization	(7.4)	(8.6)	16.5%	(1.2)	(29.4)	(32.2)
Financial Result	(46.0)	(34.0)	-26.1%	12.0	(166.1)	(174.8)
Financial Revenues	1.8	2.4	31.7%	0.6	9.5	6.3
Financial Expenses	(47.8)	(36.4)	-23.8%	11.4	(175.6)	(181.1)
Taxes	-	-	N/A	0.0	-	-
Adjusted Net Income	(51.9)	(34.7)	-33.2%	17.2	(201.9)	(174.9)

NET OPERATING REVENUE - CSA

In 4Q25, CSA's net operating revenue reached R\$ 68.3 million. Excluding construction revenue in the periods, Net Operating Revenue increased by R\$1.5 million, or 6.2%, reflecting higher water and sewage revenues, driven by the 8.11% tariff adjustment applied in September/25 and by the expansion of metering between periods, as metered customers have a higher average tariff than non-metered customers.

OPERATIONAL COSTS AND EXPENSES - CSA

PMSO for the period amounted to R\$ 18 million, R\$ 0.5 million higher than in the same period of the previous year, mainly influenced by increases in materials, third-party services, and other expenses, related respectively to: higher use of chemical products due to increased water intake volume; enhanced collection actions and tools; a higher number of network maintenance occurrences and asphalt resurfacing; and, lastly, increased electricity costs due to the tariff adjustment applied by CEA in 4Q24 and the higher volume of water intake.

Provision for doubtful accounts (PDA) recorded a reversal of R\$ 12.5 million in the quarter. On an adjusted basis, excluding the effect of the update in the provisioning matrix, which resulted in a reversal of R\$12 million, PDA amounting to R\$ 0.5 million, and the PDA/ROB ratio reached -1.5% in 4Q25.

In the line "Other Operating Income and Expenses", a significant variation is observed due to the Asset Recovery Adjustment (Impairment) at CSA, in the amount of R\$ 309 million. This adjustment reflects changes in expectations regarding the concessionaire's revenue flows, part of which may be subject to rebalancing.

ADJUSTED EBITDA - CSA

Adjusted EBITDA in 4Q25 reached R\$ 7.9 million, a significant increase compared to 4Q24 of R\$ 6.5 million. This growth reflects a drop in construction costs and an improvement in the provisions line.

FINANCIAL RESULT - CSA

In 4Q25, the financial result was negative at R\$ 34.0 million, an improvement of R\$ 12.0 million compared to 4Q24, mainly driven by the reduction in IPCA (the main debt index) and the early settlement of the 1st debenture issuance in 4Q25, in the amount of R\$ 269 million.

To return to the Summary, click [here](#)

EQUATORIAL SERVIÇOS

Financial Statement	4Q24	4Q25	Δ%	Δ
R\$ million				
Gross Operational Revenue	453.8	1,057.0	132.9%	603.2
Revenue Deductions	(82.4)	(122.5)	48.6%	(40.1)
Net Operational Revenues	371.4	934.5	151.6%	563.1
Operational Costs	(311.1)	(766.8)	146.5%	(455.7)
Operational Expenses	(63.7)	(97.0)	52.3%	(33.3)
EBITDA	(3.4)	70.7	2205.1%	74.0
<i>EBITDA Margin</i>	-0.9%	7.6%	-936.7%	N/A
(-/+) MtM (Gains and Losses)	11.9	(57.9)	-587.9%	(69.7)
Adjusted EBITDA	8.5	12.8	51.0%	4.3
D&A	(4.7)	(7.4)	58.2%	(2.7)
EBIT	(8.1)	63.3	-884.9%	71.3
Financial Results	(6.2)	(0.7)	-89.4%	5.6
Equity Income	8.4	(4.2)	-149.5%	(12.6)
Taxes	5.9	(28.0)	-575.8%	(33.9)
Net Profit	(0.0)	30.4	N/A	30.4

FINANCIAL PERFORMANCE

The variations in Equatorial Serviços revenue and costs mainly reflect the results of the Group's trading arm (Equatorial Renováveis), which recorded growing net operating revenue, primarily due to the mark-to-market of open exposures in its trading portfolio.

Adjusted EBITDA for the period amounted to R\$12.8 million, representing an increase of 51%, mainly driven by the expansion of energy purchase and sale contracts at Equatorial Renováveis.

To return to the summary, click [here](#)

SERVICES PROVIDED BY THE INDEPENDENT AUDITOR

Finally, during fiscal year 2025, Ernst & Young Auditores Independientes S/S Ltda., the Company's independent auditor, provided services other than the audit of the financial statements and the review of interim information, such as: review of the translation of financial statements into English; issuance of a limited assurance report on covenants; audit of regulatory financial statements; limited assurance on other accounts receivable; limited assurance on sustainability indicators; assessment of compliance with sustainability-related standards; issuance of a report on the valuation of shareholders' equity; and agreed-upon procedures related to the fixed assets control report.

The Company's hiring policy complies with applicable regulations and ensures the auditor's independence, as provided for in CVM Instruction No. 381/03, as amended by CVM Resolution No. 162/2022, particularly with regard to the prohibition on the auditor auditing its own work, performing managerial functions at the Company, or acting to promote its interests.

The following information included in this Management Report has not been reviewed by the independent auditors: (i) operational data; (ii) pro forma financial information and its comparisons with statutory results; and (iii) management's expectations regarding the Company's future performance.

To return to the summary, click [here](#)