

2T26

RELEASE DE RESULTADOS

GRUPO
equatorial



EQTL B3

LISTED NM

[B]³
BRASIL
BOLSA
BALCÃO

Brasília, 12 de agosto de 2026 – A Equatorial S.A., *holding multi-utilities*, com atuação nos segmentos de Distribuição, Geração, Comercialização, Serviços, Saneamento e Telecom (B3: EQL3; USOTC: EQUEY), anuncia os resultados do segundo trimestre de 2026 (2T26).

EBITDA Consolidado Ajustado cresce 0,8%, R\$ 2,9 bilhões no período (vs. 2T25)¹

Robusto crescimento de mercado, Margem Bruta e avanço nos indicadores de perdas

- **Aumento** consolidado do Mercado Fio-B de **4,2%**.
- **Perdas totais consolidadas** abaixo do nível regulatório (17,9%, 1.0 p.p. abaixo do regulatório), com destaque para o enquadramento do Maranhão abaixo do nível regulatório.
- **Equivalência Patrimonial** da **SABESP** atingiu **R\$ 230 milhões** no trimestre.
- **Investimentos consolidados** totalizaram cerca de **R\$ 2,6 bilhões** no 2T26.
- Relação **Dívida Líquida / EBITDA consolidado** na visão *covenant*, encerrou o trimestre em **3,1x** (Ex-ganho de capital da venda da Transmissão a relação Dívida Líquida/EBITDA é de 3,6x).
- **Disponibilidade e Aplicações** do período atingiram **R\$ 10 bilhões, 2,5x** da dívida **de curto prazo**.
- O PMSO Ajustado por Consumidor (12 meses) cresceu **4,0%**, enquanto em uma visão PMSO Ajustado por Consumidor mais Compensações a variação foi de **1,2%**.
- **Ganho de R\$ 355 milhões** após adesão ao **Acordo Gaúcho**, que garantiu desconto de 75% de juros e multas no passivo de ICMS, mapeado como não recorrente.
- Aquisição de **30%** do **capital da Copasa**.
- **R\$ 7,6 bilhões captados** no 2T26, dos quais R\$ 5,1 bilhões foram destinados para aquisição da Copasa e R\$ 2,5 bilhões para as distribuidoras Equatorial GO, CEA e CEEE-D, cujo custo médio ponderado ficou CDI+0,80% a.a. Desconsiderando o segmento de Transmissão no 2T25, o prazo médio em comparação ao 2T25 subiu de 5,3 anos para 5,6 anos.
- Conquista do Selo Ouro do Programa Brasileiro GHG Protocol, o mais alto nível de reconhecimento concedido aos inventários corporativos de emissões de gases de efeito estufa e primeiro lugar no prêmio de Melhores ESG da revista Exame.

¹ EBITDA Ajustado líquido de efeitos não-recorrentes e efeito não caixa de VNR e MtM e comparação com visão proforma 2T25 sem o ajuste de custo de remoção no EBITDA.

PRINCIPAIS MACROINDICADORES

Destaques Financeiros	2T25	2T26	Δ%	Δ
R\$ milhões				
Receita operacional líquida (ROL)	12.466	13.739	10,2%	1.273
EBITDA Ajustado	2.901	2.925	0,8%	24
Margem EBITDA (%ROL)	23,3%	21,3%	-2,0 p.p.	
Lucro líquido ajustado	668	110	-83,5%	(558)
Margem líquida (%ROL)	5,4%	0,8%	-4,6 p.p.	
Lucro líquido - Mesmos ativos²	553	110	-80,1%	(443)
Investimentos	2.704	2.600	-3,8%	(104)
Dívida líquida	45.000	51.831	15,2%	6.831
Dívida líquida/EBITDA (12m - Covenants)	3,1x	3,1x	0x	
Disponibilidade / Dívida de curto prazo	1,3x	2,5x	1,2x	

² O Lucro Líquido Ajustado – Mesmos ativos desconsidera o resultado de Transmissão no 2T25.

As informações financeiras apresentadas neste documento podem ser consultadas em formato de planilha através deste [link de acesso](#).

Sumário

Sumário	3
1. DESEMPENHO FINANCEIRO CONSOLIDADO	6
1.1 MARGEM BRUTA AJUSTADA	7
1.2 CUSTOS E DESPESAS	8
1.3 EBITDA	11
1.4 RESULTADO FINANCEIRO	12
1.5 LUCRO LÍQUIDO	13
1.6 ENDIVIDAMENTO	14
1.7 INVESTIMENTOS	15
1.8 ESG (<i>Environmental, Social and Governance</i>)	16
2. DISTRIBUIÇÃO	17
2.1 DESEMPENHO COMERCIAL	17
2.2 DESEMPENHO OPERACIONAL	19
2.3 DESEMPENHO FINANCEIRO	20
2.4 MARGEM BRUTA	20
2.5 DESPESAS OPERACIONAIS E PMSO/CONSUMIDOR	21
2.6 EBITDA	24
2.7 EFEITOS NÃO RECORRENTES EBITDA	26
2.8 RESULTADO FINANCEIRO	26
2.9 LUCRO LÍQUIDO	26
2.10 INVESTIMENTOS	26
2.11 IMPOSTOS	27
3. RENOVÁVEIS	28
3.1 DESEMPENHO OPERACIONAL	28
3.2 DESEMPENHO FINANCEIRO	31
4. SANEAMENTO	35
4.1 DESEMPENHO FINANCEIRO	35
5. EQUATORIAL SERVIÇOS	37
6. SERVIÇOS PRESTADOS PELO AUDITOR INDEPENDENTE	38

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.

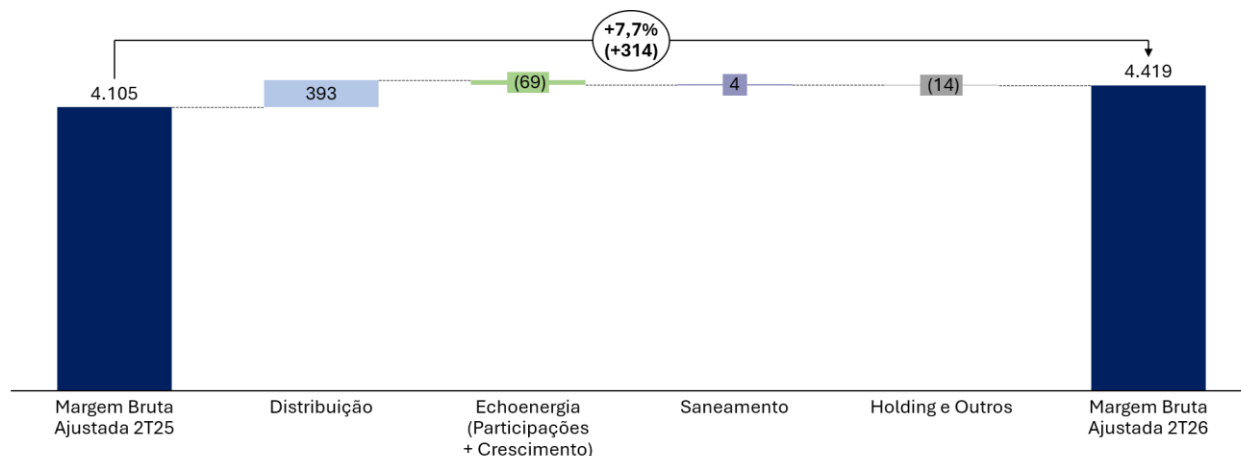
As informações operacionais consolidadas representam 100% dos resultados de controladas diretas e indiretas.

1. DESEMPENHO FINANCEIRO CONSOLIDADO

Demonstração de Resultado	2T25	2T26	Δ%	Δ
R\$ milhões				
Receita operacional bruta (ROB)	16.696	18.812	12,7%	2.116
Receita operacional líquida (ROL)	12.466	13.739	10,2%	1.273
Custos	(8.161)	(8.724)	6,9%	(563)
Margem Bruta	4.305	5.015	16,5%	710
Margem Bruta Ajustada	4.105	4.419	7,7%	314
Custo e despesas operacionais	(776)	(1.359)	75,2%	(583)
Outras receitas/despesas operacionais	24	(196)	-914,4%	(221)
Equivalência patrimonial	311	230	-26,2%	(82)
<i>Sabesp</i>	312	230	-26,2%	(82)
EBITDA	3.553	3.459	-2,6%	(94)
EBITDA Ajustado	2.901	2.925	0,8%	24
Depreciação	(746)	(831)	11,4%	(85)
Amortização de ágio	(81)	(113)	39,5%	(32)
Resultado do serviço (EBIT)	2.725	2.514	-7,7%	(211)
Resultado financeiro	(1.350)	(1.670)	23,7%	(320)
Resultado financeiro ajustado	(1.331)	(1.749)	31,4%	(418)
Lucro antes da tributação (EBT)	1.375	845	-38,6%	(531)
IR/CSLL	(200)	(192)	-4,3%	9
Participações minoritárias	(216)	(168)	-22,4%	48
Lucro líquido Ex Minoritários	959	485	-49,4%	(474)
Lucro líquido Ajustado³	668	110	-83,5%	(558)
Investimentos	2.704	2.600	-3,8%	(104)

³O Lucro Líquido Ajustado do 2T25 considera o resultado de Transmissão, em uma visão mesmos ativos, o valor seria de R\$ 553 milhões.

1.1 MARGEM BRUTA AJUSTADA



De forma consolidada, a Margem Bruta ajustada do Grupo Equatorial no 2T26 apresentou um crescimento de 7,7% em comparação ao 2T25, totalizando R\$ 314 milhões, já excluindo os efeitos da receita de construção e os efeitos IFRS (VNR e MtM).

O resultado é explicado, principalmente, pelo aumento da margem bruta do segmento de Distribuição (R\$ 393 milhões), em função do crescimento de margem da Equatorial Maranhão (R\$ 131 milhões), da Equatorial Goiás (R\$ 114 milhões), da CEEE-D (R\$ 93 milhões), da Equatorial Piauí (R\$ 32 milhões), Equatorial Pará (R\$ 23 milhões) e Equatorial Amapá (R\$ 10 milhões), a Equatorial Alagoas apresentou uma leve queda de (- R\$ 10 milhões).

O resultado também foi impactado negativamente pela margem bruta da Echoenergia (- R\$ 69 milhões), enquanto a margem da CSA apresentou leve crescimento (R\$ 4 milhões).

Neste trimestre, a variação da tarifa fio-b e do crescimento de mercado impactaram positivamente a margem da distribuição em R\$ 224 milhões e R\$ 124 milhões, respectivamente.

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

Não Recorrentes Margem Bruta Ajustada	Distribuição	Echoenergia	Saneamento	Outros	PPAs	2T26 Total
Deduções da receita operacional	(322)	-	-	-	-	(322)
Reversão Multa e Juros - Acordo Gaúcho	(355)	-	-	-	-	(355)
PIS/COFINS - Acordo Gaúcho	33	-	-	-	-	33
Receita Operacional líquida	(322)	-	-	-	-	(322)
Ajustes IFRS (VNR/MtM)	(300)	-	-	26	-	(273)
Margem Bruta Ajustada	(621)	-	-	26	-	(595)

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

Deduções da Receita Operacional:

- (i) *Acordo Gaúcho: Ganho de R\$ 355 milhões com reversão de juros e multas fruto do desconto de 75% aplicado na negociação que foi parcialmente compensado por R\$ 33 milhões de PIS/COFINS sobre o ganho (efeito líquido positivo de R\$ 322 milhões);*
- (ii) *Ajustes IFRS (VNR): No segmento de Distribuição, o valor é referente à atualização do ativo financeiro (R\$ 300 milhões), com destaque para as distribuidoras do PA, MA e GO. Com a renovação das concessões do*

Pará e Maranhão, em maio de 2026, parcela relevante do ativo financeiro foi reclassificada para ativo intangível. Ainda assim, até a data da renovação, a atualização monetária pelo IPCA sobre essa base gerou impacto relevante no resultado do trimestre;

- (iii) Ajustes IFRS (MtM): Em “Outros” expurgamos o efeito no resultado da marcação a mercado (MtM) dos contratos da comercializadora (R\$ 26 milhões).

1.2 CUSTOS E DESPESAS

Custos Operacionais	2T25	2T26	Δ%	Δ
R\$ milhões				
(+) Pessoal	325	423	30%	98
(+) Material	54	35	-35%	(19)
(+) Serviço de terceiros	758	684	-10%	(74)
(+) Outros	68	86	26%	18
(=) PMSO Reportado	1.204	1.227	1,9%	23
Ajustes - Não Recorrentes (PMSO)	(57)	-	-100%	57
PMSO Ajustado	1.147	1.227	7,0%	80
(+) Provisões	(157)	320	303%	478
(+) Sistemas Isolados e Subv. CCC	41	42	2%	1
(+) Outras receitas/despesas operacionais	(24)	196	-914%	221
(+) Custo de Remoção	71	143	102%	72
(+) Outros Custos Não Caixa	(95)	53	156%	148
(+) Depreciação e amortização	746	831	11%	85
Custos e Despesas Reportado	1.810	2.617	44,6%	807
Ajustes - Não Recorrentes (Provisões)	(9)	-	100%	9
Custos e Despesas Ajustado	1.744	2.617	50,1%	873
IPCA (12 meses)		4,64%		
IGPM (12 meses)		3,16%		

A partir do ano de 2026, os valores de efeito Caixa que antes eram considerados na linha de Outras Receitas/Despesas Operacionais foram evidenciados na linha de **Custo de Remoção**. Essa nova linha se refere ao gasto com serviços de retirada (desativação) de ativos, por exemplo, postes, cabos ou equipamentos da rede elétrica que precisam ser substituídos ou descartados. Vale destacar que essa despesa integra o PMSO real em todos os mecanismos de definição dos Custos Operacionais Regulatórios. Adicionalmente, deve-se notar que essas despesas são diretamente relacionadas ao volume de Capex e à intensidade do processo de unitização e capitalização das obras, ou seja, tendem a variar ao longo do ciclo tarifário conforme a estratégia de alocação temporal de investimentos de cada empresa.

Custos Operacionais	2T25	Δ Distribuição	Δ Echoenergia	Δ Saneamento	Δ Outros*	2T26	Δ%	Δ
R\$ milhões								
(+) Pessoal	325	84	4	0	9	423	30,2%	98
(+) Material	54	(19)	0	0	(0)	35	-34,7%	(19)
(+) Serviço de terceiros	758	(62)	(20)	2	7	684	-9,8%	(74)
(+) Outros	68	9	(14)	(1)	24	86	26,5%	18
(=) PMSO Reportado	1.204	11	(29)	2	40	1.227	1,9%	23
Ajustes - Não Recorrentes (PMSO)	(57)	52	5	-	-	-	-100,0%	57
PMSO Ajustado	1.147	63	(24)	2	40	1.227	7,0%	80
(+) Provisões	(157)	50	-	1	427	320	303,4%	478
(+) Sistemas Isolados e Subv. CCC	41	1	-	-	0	42	2,1%	1
(+) Outras receitas/despesas operacionais	(24)	227	-	2	(9)	196	914,4%	221
(+) Depreciação e amortização	746	81	1	2	1	831	11,4%	85
Custos e Despesas Reportado	1.810	370	(28)	7	459	2.617	44,6%	807
Ajustes - Não Recorrentes (Provisões)	(9)	9	-	-	(0)	-	100,0%	9
Custos e Despesas Ajustado	1.744	431	(23)	7	459	2.617	50,1%	873
IPCA (12 meses)				4,64%				
IGPM (12 meses)				3,16%				

*Inclui PPAs e Eliminações

O PMSO Ajustado apresentou aumento de 7% na comparação entre trimestres, passando de R\$ 1.147 milhões para R\$ 1.227 milhões. Como principais efeitos do PMSO Ajustado do trimestre, destacamos:

Distribuição:

- (i) Aumento nas despesas de **Pessoal** em R\$ 84 milhões, refletindo esforços de primarização de equipes, nas distribuidoras do Pará (Regional Sul), Alagoas e Goiás, e de atividades de manutenção da rede, plantão, poda e linha viva (incluindo a unidade de Uruaçu, em Goiás), com aumento de headcount, além de reajustes salariais e benefícios. Este trimestre também refletiu um aumento de aproximadamente R\$ 17 milhões nas provisões para incentivos de longo prazo (ILP) e reajustes contratuais, em grande parte decorrente da valorização das ações da Companhia no período de apuração, que impacta a mensuração desses programas. Desconsiderando esse efeito, o crescimento dessa linha teria sido de 2,8%.
- (ii) Redução de R\$ 19 milhões na linha de **Materiais**, devido a otimização no uso de materiais de manutenção;
- (iii) Redução de R\$ 62 milhões de **Serviço de Terceiros**, reflexo da Primarização das equipes, redução nos serviços de limpeza de faixa e poda, e redução de consultorias;
- (iv) Aumento de R\$ 9 milhões em **Outros**, principalmente em função de doações para o Instituto Equatorial, que no ano passado ocorreram no 3º trimestre.

Echoenergia:

- (i) Redução de R\$ 24 milhões no PMSO Ajustado, devido a reclassificação de parte do PMSO para a linha de Encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição;

Vale destacar que, a partir do 2T26, os Encargos de Uso do Sistema passaram a ser registrados diretamente na linha de "Encargos de Uso do Sistema", deixando de registrá-los no PMSO. Os valores do 2T25 foram mantidos conforme originalmente reportados.

Outros (Holding):

- (i) Aumento de R\$ 24 milhões na linha de outros, sendo impactado em R\$ 16 milhões pelo menor volume de processos FUNAC encerrados no PPA de GO no 2T26 em comparação ao 2T25, resultando em uma redução relevante das reversões de contingências reconhecidas.

A linha de Provisões apresentou aumento de 303%, principalmente em função da base de comparação do 2T25, que foi impactada pela reversão de provisões relacionadas ao PPA da Equatorial Goiás (R\$ 408 milhões) de processos que foram encerrados com êxito, que estavam classificados como remoto ou provável. No 2T26, a movimentação reflete, principalmente, a evolução da PECLD de R\$ 50 milhões, sendo mais relevante nas distribuidoras do Maranhão, Piauí e Goiás, além da atualização das provisões para contingências e do maior reconhecimento de impairment e PECLD associados às provisões da FUNAC (R\$ 70 milhões). A abertura das explicações para os movimentos de cada segmento está em suas respectivas seções no documento.

Vale ressaltar que neste trimestre houve a revisão e atualização da matriz de PECLD, visando refletir de forma mais tempestiva as variações no perfil de risco da carteira de clientes.

Abaixo o detalhamento do efeito não recorrente/não caixa:

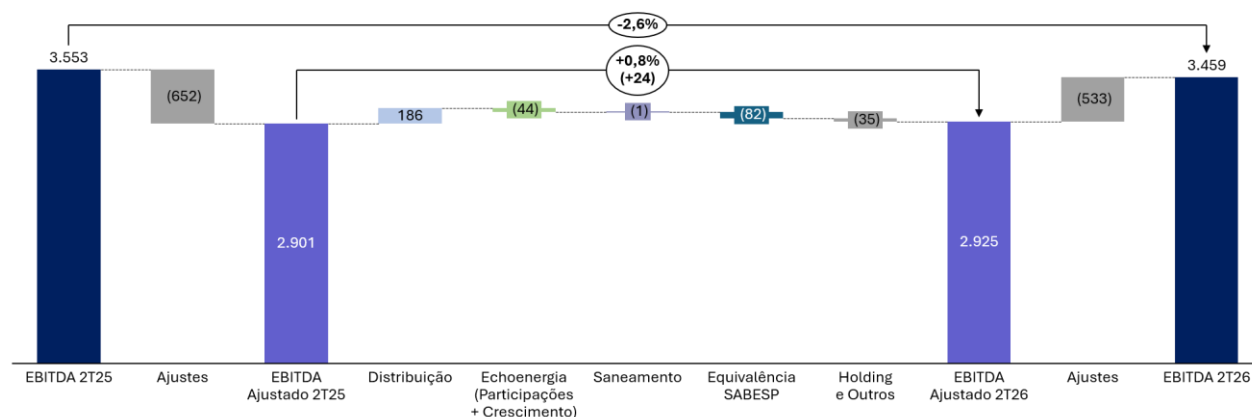
Não Recorrentes / Não Caixa Custos	Distribuição	Echoenergia	Saneamento	Outros	PPAs	2T26 Total
Outros Custos Não Caixa	62	-	-	-	-	62

Outros Custos Não Caixa

- (i) Contabilização de R\$ 62 milhões nas distribuidoras, referente à baixa de ativos;

O efeito individual por distribuidora pode ser visualizado na tabela de não recorrentes da seção de Distribuição.

1.3 EBITDA



O EBITDA reportado da Equatorial atingiu R\$ 3.459 milhões no 2T26, um valor 2,6% inferior aos R\$ 3.553 milhões registrados no 2T25. Na visão ajustada por efeitos não recorrentes e não caixa, o EBITDA alcançou R\$ 2.925 milhões, 0,8% superior ao mesmo período do ano anterior, ou R\$ 24 milhões superior, crescimento explicado principalmente pelo aumento do segmento de distribuição em R\$ 186 milhões, fruto do crescimento da margem bruta.

Em contrapartida, o resultado foi, parcialmente, atenuado pela queda da geração, que impactou o EBITDA da Echoenergia e pela equivalência patrimonial da SABESP, que no trimestre, reduziu R\$ 82 milhões. O EBITDA Ajustado ex. Sabesp apresentou um crescimento de 4,1% na comparação entre os trimestres.

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

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

EBITDA	2T25	2T26	Δ%	Δ
R\$ milhões				
EBITDA Equatorial Societário	3.553	3.459	-2,6%	(94)
Ajustes EBITDA	(652)	(533)	-18,2%	118
Não Recorrentes / Não Caixa	(452)	(260)	-42,5%	192
(-) VNR	(208)	(300)	44,2%	(92)
(-) MtM	8	26	220,6%	18
EBITDA Equatorial Ajustado	2.901	2.925	0,8%	24

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

Não Recorrentes EBITDA	Distribuição	Echoenergia	Saneamento	Outros	PPAs	2T26 Total
Margem Bruta	(322)	-	-	-	-	(322)
Ajustes IFRS (VNR/MtM)	(300)	-	-	26	-	(273)
Margem Bruta Ajustada	(621)	-	-	26	-	(595)
Outros Custos Não Caixa	62	-	-	-	-	62
Ajustes EBITDA	(560)	-	-	26	-	(533)

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

1.4 RESULTADO FINANCEIRO

Resultado Financeiro líquido	2T25	Δ Distribuição	Δ Saneamento	Δ Echoenergia	Δ Outros	2T26	Δ%	Δ
R\$ milhões								
(+) Rendas Financeiras	316	39	(0)	5	1	360	14,1%	45
(+) Acréscimo Moratório - Venda de Energia	162	(14)	(0)	(1)	-	147	-9,0%	(15)
(+) Encargos da dívida	(1.612)	(520)	(4)	(25)	43	(2.118)	31,4%	(506)
(+) Encargos CVA	(8)	104	-	-	-	96	-1257,5%	104
(+) AVP - Comercial	(9)	4	(0)	-	-	(4)	-47,9%	4
(+) Contingências	(57)	(27)	(0)	-	1	(82)	43,9%	(25)
(+) Outras Receitas / Despesas	(142)	142	0	8	(77)	(69)	-51,2%	73
Resultado financeiro	(1.350)	(272)	(4)	(12)	(32)	(1.670)	23,7%	(320)
(-/+ Efeitos Não Recorrentes	-	(79)	-	-	-	(79)	N/A	(79)
(-/+ Efeitos Não Caixa	19	-	-	-	(19)	-	-100,0%	(19)
Resultado financeiro ajustado	(1.331)					(1.749)	31,4%	(418)

De forma consolidada, o resultado financeiro reportado da Companhia atingiu R\$ 1.670 milhões negativos contra R\$ 1.350 milhões negativos no 2T25, enquanto resultado financeiro ajustado por efeitos não recorrentes e não caixa no 2T26 foi de R\$ 1.749 milhões negativos, 31,4% maior em relação ao 2T25. A piora no resultado financeiro do trimestre é explicada, principalmente, pelo crescimento do saldo da dívida, em 26,1%, além do crescimento do IPCA, segundo indexador mais relevante na dívida da companhia (0,93% no 2T25 vs 1,42% no 2T26).

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

Não Recorrentes Resultado Financeiro	Distribuição	Echoenergia	Saneamento	Outros	PPAs	2T26 Total
Resultado Financeiro	(79)	-	-	-	-	(79)

Abaixo o detalhamento do efeito não recorrente no Resultado Financeiro:

- (i) *Reconhecimento de R\$ 78,5 milhões de reversão de juros e multa por ICMS pago em atraso no período antes da privatização, decorrente de recálculo dos créditos relacionados à exclusão do ICMS da base de cálculo do PIS/COFINS na CEEE-D, referente a períodos anteriores. Esse recálculo resultou em um crédito adicional ao anteriormente contabilizado no montante de R\$ 440,9 milhões, cujo montante de R\$362,4 milhões (líquido da multa e juros indevidamente aplicados) e será devolvido aos consumidores, conforme a regulamentação aplicável.*

1.5 LUCRO LÍQUIDO

De forma consolidada, o lucro líquido do período foi de R\$ 653 milhões, enquanto o lucro líquido ajustado foi de R\$ 110 milhões.

Lucro Líquido	2T25	2T26	Δ%	Δ
R\$ milhões				
Distribuição	620	789	27%	169
Echo Participações	(23)	(59)	160%	(37)
Echo Crescimento	(41)	(57)	39%	(16)
Serviços	7	(39)	N/A	(46)
CSA	(47)	(54)	15%	(7)
PPAS	561	-	-100%	(561)
Holding + outros	212	74	-65%	(139)
(=) Lucro Líquido	1.290	653	-49%	(637)
Ajustes Totais	(622)	(543)	-13%	79
Ajustes Distribuição	47	(362)	-874%	(409)
Ajustes Echoenergia	5	-	-100%	(5)
Ajustes Saneamento	-	-	N/A	-
Ajustes Serviços	-	-	N/A	-
Ajustes PPAS e Holding	(561)	-	-100%	561
Ajustes PNs - Não caixa	19	-	-100%	(19)
Ajustes IFRS (VNR e MtM)	(132)	(180)	37%	(49)
(=) Lucro Líquido Equatorial Ajustado	668	110	-83,5%	(558)
(=) Lucro Líquido	1.290	653	-49,4%	(637)
<i>(-) Participações Minoritárias</i>	<i>(216)</i>	<i>(168)</i>	<i>-22,4%</i>	<i>48</i>
(=) Lucro Líquido Ex Minoritários	959	485	-49,4%	(474)
Lucro Líquido Ajustado - Mesmos ativos	553	110	-80,1%	(443)

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. O Lucro Líquido Ajustado por minoritários, para uma visão mais aderente, deve levar em consideração: (i) as participações minoritárias das empresas do grupo, que no trimestre atingiram R\$ 60,8 milhões e (ii) o valor da atualização das PNs por CDI, que no trimestre registrou R\$ 38,3 milhões. Efetuando estes ajustes, o Lucro Líquido Ex Minoritários seria de R\$ 553,9 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	2T26 Total
Ajustes EBITDA (Margem + Custos)	(322)	-	-	-	-	(322)
Ajustes Resultado Financeiro	(79)					(79)
Impostos	38					38
Ajustes IFRS (VNR / MtM) líquido de impostos	(198)			17		(180)
Ajustes Totais Lucro Líquido	(560)	-	-	17	-	(543)

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.

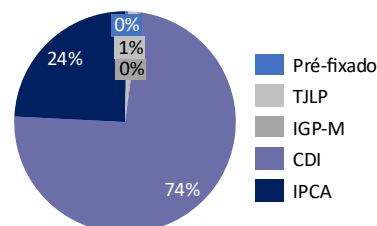
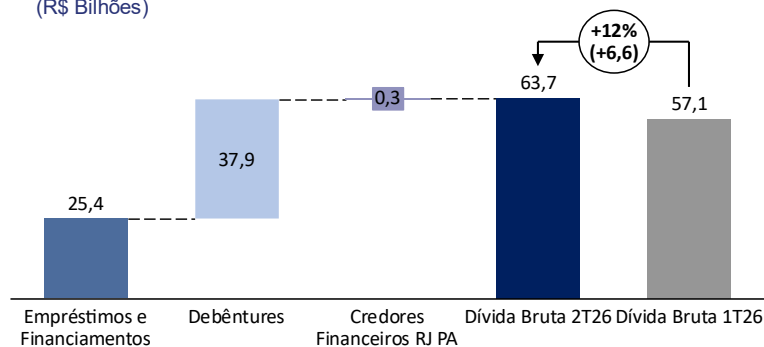
Abaixo o detalhamento do efeito não recorrente no Lucro Líquido:

- (i) Não recorrente de impostos em Alagoas de R\$ 38 milhões, refere-se a reversão de reconhecimento de ativo fiscal diferido de IRPJ/CSLL, após identificação de lançamento indevido na rubrica de ativo em curso, ainda não incorporados à base de ativos.

1.6 ENDIVIDAMENTO

No trimestre, a dívida bruta consolidada, considerando empréstimos e financiamentos, credores financeiros da recuperação judicial (líquido de ajuste a valor presente) e debêntures, atingiu R\$ 63,7 bilhões, representando um aumento de 12% em relação ao 1T26, principalmente pela tomada de financiamento de R\$ 5,1 bilhões para a aquisição de 30% da Copasa por R\$ 5,6 bilhões. Para abertura mais detalhada da dívida, visite o website de RI, na seção: Informações Financeiras – Dados Operacionais e Financeiros.

Build-up Dívida Bruta (R\$ Bilhões)



Build-up Dívida Líquida / EBITDA* Visão Covenants

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

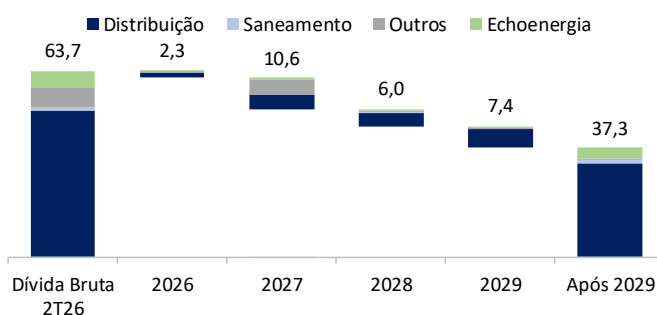
Build-up - Covenants	
Dívida Bruta	63,7
(-) Ajustes Covenants	1,9
(-) Disponibilidades	10,0
Dívida Líquida	51,8
EBITDA Covenants	16,8
Dívida líquida / EBITDA	3,1x

Prazo e Custo Médio

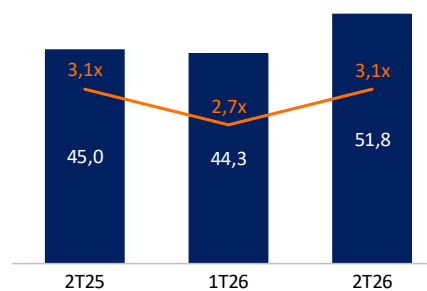
5,6 anos / 14,15% a.a.

Referente ao custo médio do passivo incorrido no período

Cronograma de Amortização (R\$ Bi)



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



A dívida líquida apurada para fins de *covenants* atingiu R\$ 51,8 bilhões, implicando numa relação dívida líquida/EBITDA de 3,1x e desconsiderando o ganho de capital da Transmissão, a relação dívida líquida/EBITDA fica em 3,6x. A abertura

do quadro de *covenants* apresenta o EBITDA da Equatorial somado pela equivalência patrimonial das suas investidas, sendo 15% na SABESP e 30% na Copasa, referentes aos últimos 12 meses.

Nos últimos 12 meses a parcela da dívida do grupo indexada ao CDI registrou um custo de 15,44% a.a., ou CDI + 0,57% a.a., enquanto a parcela da dívida indexada ao IPCA registrou um custo médio de 10,39% a.a., ou IPCA + 5,41% a.a..

A cobertura de caixa com relação às obrigações de curto prazo da Companhia foi de 2,5x no 2T26, ficando bem acima do 2T25, em virtude do trabalho de alongamento das dívidas que reduziu os vencimentos no curto prazo.

1.7 INVESTIMENTOS

Investimentos	2T25	2T26	Δ%	Δ
R\$ milhões				
Distribuição	2.674	2.527	-5%	(147)
Ativos elétricos	2.101	1.933	-8%	-168
Obrigações especiais	430	460	7%	31
Ativos não elétricos	144	134	-6%	-9
Renováveis	11	48	341%	37
Ativos Operacionais	21	48	126%	27
Projetos em desenvolvimento	(10)	(0)	-	10
Saneamento	13	12	-7%	(1)
Outros	6	13	110%	7
Total Equatorial	2.704	2.600	-3,8%	(104)

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 2T26 os investimentos consolidados somaram cerca de R\$ 2,6 bilhões, volume 3,8% inferior ao registrado no 2T25.

A redução dos investimentos entre trimestres é reflexo do volume investido no segmento de distribuição, em especial na linha de ativos elétricos, que registrou uma queda de 8%, influenciada por fatores como o menor volume de aquisições de materiais para estoque, alinhada com a estratégia de priorizar a utilização dos estoques existentes e redução na linha de adiantamentos a fornecedores, refletindo a menor necessidade de desembolsos antecipados para aquisição de serviços em relação ao mesmo período de 2025.

A linha de Obrigações Especiais apresentou um aumento relevante devido a maiores investimentos no PLPT (Programa Luz para Todos). O maior impacto absoluto foi observado na Equatorial Piauí, com um aumento de R\$ 24,41 milhões, principalmente devido ao crescimento do volume financeiro em PLPT Remoto, impulsionado pelo aumento da quantidade de ligações, e à previsão de 15 mil ligações no PLPT para 2026.

Os investimentos em ativos não elétricos no segmento de distribuição totalizaram R\$ 134,24 milhões, representando 5,3% do CAPEX total de distribuição no 2T26. Nesta linha, destacam-se os investimentos em Projetos Estratégicos, que somaram R\$46 milhões.

Para maiores detalhes, ver seção de “Distribuição”.

1.8 ESG (Environmental, Social and Governance)

O Grupo Equatorial encerra este trimestre reafirmando seu compromisso com a agenda ESG, com avanços nas frentes ambiental, social e de governança que consolidam a sustentabilidade como pilar estratégico do negócio.

No campo ambiental, destaque para a conquista do Selo Ouro do Programa Brasileiro GHG Protocol, o mais alto nível de reconhecimento concedido aos inventários corporativos de emissões de gases de efeito estufa. A certificação atesta que o inventário de emissões do Grupo é completo, segue os critérios metodológicos do programa e passou por verificação independente de terceira parte, resultado do trabalho conjunto da Gerência de Meio Ambiente com as demais áreas da companhia. O inventário foi registrado no Registro Público de Emissões do Programa Brasileiro GHG Protocol e estará disponível para consulta no site da Fundação Getúlio Vargas a partir de agosto de 2026.

Na frente de governança e reputação corporativa, o Grupo Equatorial conquistou o 1º lugar na categoria Energia da edição 2026 do prêmio Melhores ESG, da revista Exame, em cerimônia realizada em São Paulo no fim de maio. A premiação avaliou 16 categorias setoriais com metodologia desenvolvida em parceria com o Ibmecc, combinando avaliação técnica, exposição midiática e validação institucional.

Ainda em junho, foi divulgado o Relatório de Sustentabilidade 2026 do Grupo Equatorial, documento que apresenta melhorias substantivas em relação à edição do ano anterior, reforçando a transparência e o aprofundamento das informações relacionadas às práticas ESG da companhia.

No pilar social, o semestre também registrou um aumento de R\$ 2,3 milhões nos investimentos sociais privados em comparação ao mesmo período do ano passado, reflexo do fortalecimento das iniciativas conduzidas pelo Instituto Equatorial. Entre elas, ganhou destaque a certificação da primeira turma maranhense do projeto Energia Feminina: 112 mulheres em situação de vulnerabilidade social concluíram a capacitação em empreendedorismo, gestão financeira, marketing digital e eficiência energética, promovida pelo Instituto Equatorial em parceria com o CIEDS. Da primeira fase, 52 empreendedoras foram selecionadas para a segunda etapa do programa, que contará com incubação de negócios e aporte de capital semente, culminando em uma feira de exposição de produtos ao final de seis meses.

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

Indicadores ESG	Unidade	2T25	2T26	Δ%
Ambiental				
Consumo de Combustíveis Renováveis na Frota Administrativa	L	247.808	222.207	-10,3%
Intensidade de Emissões de SF6	tCO2eq/GWh	0	0	-23,2%
Número de Ligações de Energia em Áreas Remotas via SIGFI (Sistema Individual de Geração de Energia Elétrica com Fonte Intermitente)	#	3.230	6.110	89,2%
Investimentos P&D e Eficiência Energética em Meio Ambiente	R\$ mil	28.642	31.225	9,0%
Social				
% de Mulheres no Grupo Equatorial	%	33%	33%	-1,3%
% de Mulheres em Cargos de Liderança x Total de Líderes	%	23%	23%	-2,0%
% de Negros em Cargos de Liderança x Total de Líderes	%	8%	7%	-18,1%
% de Fornecedores Locais	%	46%	59%	26,9%
Investimentos Sociais	R\$ mil	7.029	9.333	32,8%
TG Próprios	#	125	8	-93,6%
TG Terceiros	#	209	35	-83,3%
Número de óbitos de empregados (próprios + terceiros)	#	0	0	N/A
Número de Acidentes com a População	#	0	1	N/A
Número de Unidades Consumidoras (UCs) beneficiadas pela Tarifa Social de Energia Elétrica (TSEE)	#	4.457	4.302	-3,5%
Governança				
% de Conselheiros Independentes ¹	%	88%	88%	0 p.p.
% de Mulheres no Conselho	%	14%	14%	0 p.p.
% de Colaboradores Treinados na Trilha de Integridade	%	98%	91%	-7 p.p.
Casos Registrados no Canal de Ética	#	247	249	0,8%

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

2. DISTRIBUIÇÃO

2.1 DESEMPENHO COMERCIAL

Dados Operacionais		2T25								2T26							
		MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total
Energia Injetada SIN	GWh	2.494	3.710	1.340	1.290	2.341	449	4.575	16.199	2.536	3.866	1.309	1.294	2.407	443	4.677	16.532
Sistema isolado	GWh	0	75	0	0	0	14	0	90	1	67	1	0	0	16	0	85
Energia injetada pela Geração Distribuída	GWh	232	354	242	174	114	31	708	1.855	290	429	293	201	158	40	965	2.377
Energia Injetada Bruta Total	GWh	2.726	4.138	1.582	1.464	2.455	494	5.283	18.143	2.827	4.363	1.603	1.495	2.565	499	5.642	18.994
Varição Injetada Bruta Total (%)	%									3,7%	5,4%	1,3%	2,1%	4,5%	1,1%	6,8%	4,7%
Residencial - convencional	GWh	718	759	309	311	716	103	1.330	4.247	734	787	296	312	783	112	1.292	4.315
Residencial - baixa renda	GWh	432	445	200	189	129	79	254	1.727	469	487	218	200	130	81	298	1.883
Industrial	GWh	25	47	14	18	43	7	67	220	21	39	12	12	28	6	55	173
Comercial	GWh	132	269	109	113	313	49	374	1.359	128	258	102	102	296	48	333	1.267
Outros	GWh	407	397	240	169	251	43	794	2.301	415	405	227	164	226	42	780	2.259
Consumidores Cativos	GWh	1.714	1.917	872	799	1.452	281	2.820	9.855	1.766	1.977	857	790	1.462	288	2.757	9.896
Industrial	GWh	122	394	45	181	318	6	985	2.050	126	414	46	131	330	6	1.022	2.076
Comercial	GWh	154	275	79	93	263	20	244	1.129	164	301	87	70	290	22	278	1.211
Outros	GWh	12	38	21	41	75	3	73	264	19	48	26	27	96	4	83	303
Consumidores livres	GWh	288	707	144	316	656	30	1.303	3.443	309	763	159	228	716	32	1.384	3.590
Energia de Conexão - outras Distribuidoras	GWh	4	8	48	4	20	0	2	86	4	8	48	3	18	0	1	83
Energia Faturada	GWh	2.006	2.632	1.065	1.118	2.128	310	4.125	13.384	2.079	2.748	1.064	1.021	2.196	320	4.141	13.569
Varição Faturada (%)	%									3,6%	4,4%	0,0%	-8,7%	3,2%	3,0%	0,4%	1,4%
SCEE - GDII + GD IIII	GWh	68	130	70	47	24	17	184	539	104	185	96	71	50	27	409	943
Mercado Fio B	GWh	2.074	2.762	1.134	1.165	2.153	327	4.308	13.923	2.183	2.933	1.161	1.092	2.246	347	4.551	14.512
Varição Mercado Fio B (%)	%									5,3%	6,2%	2,3%	-6,3%	4,3%	6,1%	5,6%	4,2%
TOTAL Mercado Distribuído (Mercado Fio B Total + Comp. GD I)	GWh	2.194	2.913	1.251	1.246	2.192	337	4.597	14.730	2.313	3.096	1.287	1.287	2.307	356	4.839	15.484
Varição Mercado Distribuído (%)	%									5,4%	6,3%	2,8%	3,3%	5,2%	5,7%	5,3%	5,1%
Energia Média Total + Fluxo Passante	GWh	2.167	2.901	1.298	1.234	2.180	342	4.783	14.906	2.309	3.100	1.327	1.280	2.294	361	5.043	15.714
Varição Energia Média Total + Fluxo Passante (%)	%									6,6%	6,8%	2,2%	3,7%	5,2%	5,5%	5,4%	5,4%
Número de Consumidores	MIL	2.820	3.064	1.558	1.403	1.978	264	3.479	14.568	2.883	3.117	1.596	1.438	2.031	276	3.651	14.993
Varição Número de Consumidores (%)	%									2,3%	1,7%	2,4%	2,5%	2,7%	4,6%	4,9%	2,9%

PERDAS (12 meses)

Distribuidoras	2T25	1T26	2T26	Regulatório 2T26		Regulatório LTM	Δ 2T25	Δ 1T26	Δ Regulatório ²
				Homologado	Pós CP 09	Pós CP 09			
Consolidado	18,1%	18,0%	17,9%	18,9%	-	-	-0,2%	-0,1%	-1,0%
Equatorial Maranhão	19,2%	19,2%	18,7%	19,1%	-	-	-0,5%	-0,5%	-0,4%
Equatorial Pará	29,4%	29,7%	29,5%	28,9%	-	-	0,1%	-0,2%	0,6%
Equatorial Piauí	17,6%	17,1%	16,9%	19,3%	-	-	-0,6%	-0,2%	-2,4%
Equatorial Alagoas	16,9%	16,4%	16,1%	18,0%	18,5%	-	-0,8%	-0,3%	-2,4%
CEEE-D	13,0%	13,1%	12,9%	12,5%	-	-	-0,1%	-0,2%	0,3%
CEA ¹	31,3%	30,2%	29,5%	33,2%	-	-	-1,8%	-0,7%	-3,7%
Equatorial Goiás	10,3%	10,0%	10,3%	12,8%	-	-	0,0%	0,3%	-2,5%

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 Aneel disponibilizou na Sparta da RTA 2025 o valor adicional de R\$ 55,3 milhões, homologado via REH, e é referente ao parágrafo único do art. 4º b da lei 12.111, de 9 de dezembro de 2009. Este mecanismo complementar, previsto em lei, se extingue no processo tarifário de 2026.

² O delta de perdas regulatório para Alagoas já considera o resultado 12 meses das Perdas Pós CP 09. As demais serão inseridas após a próxima RTA.

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 segundo trimestre de 2026 na visão com e sem ajustes decorrentes da sobrecontratação involuntária.

2T26	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO
% de contratação	101,28%	101,37%	104,31%	103,58%	101,50%	127,99%	105,87%
% desconsiderando involuntária	101,28%	101,37%	104,31%	103,58%	101,50%	100,00%	100,00%

No 2T26, AP e GO apresentaram contratação acima de 105% da carga, em ambos os casos por sobrecontratação involuntária. No Amapá, o efeito decorre de contratos legados firmados em 2015, quando a CEA ainda não integrava o SIN e se projetava crescimento superior ao realizado. Já em Goiás, o excedente foi endereçado em abril/26 com a devolução de contratos via MCS D na CCEE, recolocando a distribuidora dentro do limite. Desconsiderando a sobrecontratação involuntária, ambas se enquadram abaixo de 105%.

PECLD e ARRECADAÇÃO – TRIMESTRE

PECLD/ROB ¹	2T25	2T26	Δ	Arrecadação - IAR	2T25	2T26	Δ
Equatorial Maranhão	1,05%	2,37%	1,32 p.p.	Equatorial Maranhão	97,55%	95,12%	-2,43 p.p.
Equatorial Pará	2,43%	2,18%	-0,25 p.p.	Equatorial Pará	95,04%	95,16%	0,12 p.p.
Equatorial Piauí	1,49%	2,21%	0,72 p.p.	Equatorial Piauí	100,14%	95,96%	-4,18 p.p.
Equatorial Alagoas	1,16%	0,16%	-1 p.p.	Equatorial Alagoas	99,35%	99,36%	0,01 p.p.
CEEE-D	0,20%	-0,05%	-0,24 p.p.	CEEE-D	99,90%	100,81%	0,91 p.p.
CEA	1,20%	0,49%	-0,7 p.p.	CEA	99,49%	100,58%	1,09 p.p.
Equatorial Goiás	0,33%	0,66%	0,33 p.p.	Equatorial Goiás	98,90%	98,12%	-0,78 p.p.
Consolidado	1,11%	1,26%	0,15 p.p.	Consolidado	98,09%	97,32%	-0,77 p.p.

¹ Desconsidera Receita de Construção

Conforme mencionado na seção consolidada, neste trimestre, houve a revisão e atualização da matriz de PECLD, visando refletir de forma mais tempestiva as variações no perfil de risco da carteira de clientes, assim, de maneira consolidada, a PECLD do grupo atingiu 1,26% da ROB contra 1,11% no 2T25, com crescimento marginal entre os trimestres. Este resultado é reflexo, principalmente, do desempenho da Equatorial Maranhão, Piauí e Goiás.

Os efeitos que impactaram a linha de PECLD das distribuidoras estão detalhados na seção de custos e despesas.

A arrecadação das companhias finalizou o trimestre em um patamar consolidado de 97,32%, com destaque para os níveis de arrecadação da CEA (100,58%), CEEE-D (100,81%) e Equatorial Alagoas (99,36%). Em contrapartida, houve uma menor arrecadação na Equatorial MA, PI e GO, influenciada principalmente pelo aumento da inadimplência decorrente da possibilidade de troca de titularidade, combinado ao crescimento do faturamento no mês de junho e uma redução das ações de cobrança no período.

As distribuidoras do PI, MA e PA ainda refletem os efeitos dos processos tarifários, com o aumento das tarifas. Estamos atuando para equacionar esses desvios, por meio da intensificação da comunicação e do uso de outras ferramentas de cobrança, como mutirões e campanhas de arrecadação.

2.2 DESEMPENHO OPERACIONAL

DEC e FEC (12 meses)

Distribuidoras	2T25	1T26	2T26	Regulatório	Δ 2T25	Δ 1T26	Δ Regulatório
DEC							
Equatorial Maranhão	12,5	13,2	12,3	13,7	-0,2	-0,9	-1,4
Equatorial Pará	18,1	15,5	15,4	20,3	-2,6	-0,1	-4,8
Equatorial Piauí	16,7	18,4	17,7	18,0	1,0	-0,7	-0,3
Equatorial Alagoas	16,8	13,6	13,4	14,1	-3,4	-0,3	-0,7
CEEE-D	13,9	10,2	9,8	7,6	-4,2	-0,4	2,2
CEA	30,5	26,8	24,3	44,3	-6,2	-2,5	-20,0
Equatorial Goiás	14,8	11,4	11,1	11,0	-3,7	-0,4	0,1
FEC							
Equatorial Maranhão	5,3	6,3	5,9	7,9	0,6	-0,3	-1,9
Equatorial Pará	7,4	6,8	7,0	14,6	-0,4	0,2	-7,6
Equatorial Piauí	6,2	6,6	6,2	11,0	-0,1	-0,4	-4,9
Equatorial Alagoas	6,0	5,2	5,1	10,8	-0,9	-0,2	-5,7
CEEE-D	5,7	4,5	4,4	5,3	-1,3	-0,2	-0,9
CEA	13,4	11,8	11,2	30,0	-2,2	-0,6	-18,9
Equatorial Goiás	6,9	5,3	5,2	7,1	-1,6	0,0	-1,9

No 2T26, o Grupo Equatorial apresentou melhora sequencial dos indicadores de continuidade, com redução do DEC em todas as sete distribuidoras na comparação com o 1T26. O destaque foi a Equatorial Piauí, que reduziu o DEC para 17,7h e voltou a se enquadrar no limite regulatório (18,0h), seguida pela CEA, que registrou a maior redução do trimestre (-2,5h).

Na comparação anual, o DEC recuou em seis das sete concessões frente ao 2T25, com destaque para CEA (-6,2h), CEEE-D (-4,2h), e Goiás (-3,7h), refletindo a maturação dos investimentos em rede e a assertividade dos processos de manutenção.

Atualmente, cinco das sete concessões da Equatorial estão dentro do limite regulatório do DEC, e todas as distribuidoras do grupo estão dentro do limite regulatório do FEC. A CEEE-D e a Equatorial Goiás seguem em trajetória de enquadramento, com foco no reforço da rede e no aumento da resiliência operacional.

2.3 DESEMPENHO FINANCEIRO

2.4 MARGEM BRUTA

Análise da receita	2T25								2T26								Δ%
R\$ milhões	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total	Total
(+) Vendas as classes	1.526	2.285	887	762	1.164	288	2.528	9.440	1.790	2.352	1.029	784	1.452	304	2.840	10.550	12%
Renda Não Faturada	33	46	12	(9)	(72)	4	(35)	(21)	9	28	13	34	(67)	2	(19)	0	-100%
(+) Ult. de demanda / reativo excedente	(5)	(12)	(3)	(4)	(9)	(1)	(22)	(56)	(5)	(13)	(4)	(3)	(9)	(1)	(24)	(59)	5%
(+) Outras receitas	404	668	194	217	336	77	594	2.490	470	849	270	224	749	76	886	3.525	42%
Subvenção baixa renda	91	121	52	49	19	11	49	392	157	184	93	73	28	15	80	630	61%
Subvenção CDE outros	62	230	55	61	55	33	149	645	87	250	75	59	90	30	232	823	27%
Uso da rede	69	172	41	70	210	17	303	882	92	193	55	55	203	18	424	1.040	18%
Atualização ativo financeiro	115	57	3	2	9	1	21	208	69	140	7	6	24	2	51	300	44%
Bandeira Tarifária	29	32	15	13	5	9	-	102	23	28	11	11	7	4	10	94	-8%
Multa por atraso de pagamento	15	22	9	8	10	3	23	91	17	23	10	8	14	3	27	102	13%
(+) Outras receitas operacionais	24	34	19	12	29	3	50	170	24	32	18	12	384	3	62	535	214%
Outras Receitas (Parcela B)	14	21	8	6	25	2	32	107	15	21	7	6	25	2	34	110	3%
(+) Suprimento	10	50	15	25	22	34	65	221	(24)	(39)	(29)	(1)	(32)	67	118	59	-73%
(+) Valores a receber de parcela A	65	42	46	28	226	37	471	915	242	344	70	157	212	133	160	1.317	44%
(+) Receita de construção	303	856	224	179	302	102	708	2.674	330	716	239	188	282	97	675	2.527	-5%
(=) Receita operacional bruta	2.305	3.889	1.363	1.207	2.040	537	4.343	15.685	2.803	4.210	1.574	1.348	2.653	676	4.656	17.920	14%
(+) Deduções à receita	(619)	(877)	(352)	(309)	(634)	(113)	(1.223)	(4.127)	(809)	(969)	(484)	(353)	(793)	(134)	(1.427)	(4.968)	20%
PIS/COFINS/ICMS/ISS	(499)	(714)	(284)	(241)	(418)	(91)	(787)	(3.036)	(633)	(742)	(389)	(266)	(488)	(103)	(864)	(3.483)	15%
Compensações Indicadores de Qualidade	(8)	(11)	(8)	(7)	(10)	(3)	(40)	(87)	(8)	(9)	(8)	(5)	(13)	(2)	(26)	(71)	-18,3%
Demais Deduções (CDE e Encargos)	(112)	(152)	(60)	(61)	(206)	(18)	(396)	(1.004)	(168)	(219)	(87)	(82)	(292)	(29)	(537)	(1.413)	41%
(=) Receita operacional líquida	1.686	3.013	1.011	898	1.406	425	3.120	11.558	1.994	3.240	1.090	996	1.860	542	3.229	12.952	12%
(-) Receita de construção	(303)	(856)	(224)	(179)	(302)	(102)	(708)	(2.674)	(330)	(716)	(239)	(188)	(282)	(97)	(675)	(2.527)	-5%
(=) Receita operac. líq. sem rec.de construção	1.383	2.157	787	719	1.104	323	2.412	8.884	1.663	2.524	851	808	1.579	444	2.554	10.424	17%
(-) Energia comprada e transporte e Encargos	(694)	(1.041)	(392)	(374)	(797)	(162)	(1.445)	(4.903)	(889)	(1.302)	(420)	(469)	(842)	(272)	(1.444)	(5.637)	15%
(=) Margem Bruta	689	1.116	395	345	307	161	967	3.980	775	1.222	432	339	737	172	1.111	4.787	20%
(+) Não-Recorrentes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(322)	-	-	(322)	N/A
(-) VNR	(115)	(57)	(3)	(2)	(9)	(1)	(21)	(208)	(69)	(140)	(7)	(6)	(24)	(2)	(51)	(300)	44%
(=) Margem Bruta Ajustada (Ex-VNR)	574	1.059	392	343	299	160	946	3.772	705	1.082	424	333	391	170	1.060	4.166	10%
Δ% Margem Bruta Ajustada									22,9%	2,2%	8,2%	-3,0%	31,0%	6,5%	12,0%		

No 2T26, a Margem Bruta ajustada das distribuidoras ex-VNR alcançou R\$ 4,1 bilhões, 10% maior do que o mesmo período do ano anterior, influenciada, principalmente, pela variação positiva da tarifa fio-B (R\$ 224 milhões), crescimento de mercado (R\$ 124 milhões) e melhora do delta perdas de (R\$ 115 milhões). A Equatorial Maranhão foi a distribuidora que mais contribuiu para a variação positiva da margem do trimestre (+ R\$ 131 milhões), principalmente pelo efeito da revisão tarifária que aumentou a base de remuneração de R\$ 4,4 Bilhões para R\$ 7,4 Bilhões.

2.5 DESPESAS OPERACIONAIS E PMSO/CONSUMIDOR

Custos Operacionais R\$ milhões	2T25								2T26								Δ%
	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total	
(+) Pessoal	44	57	25	25	33	14	54	253	50	62	35	37	43	13	98	337	33,3%
(+) Material	5	7	2	5	5	2	19	45	8	9	4	4	(11)	1	11	26	-42,6%
(+) Serviço de terceiros	107	151	69	45	116	21	243	751	109	144	64	39	115	16	202	688	-8,3%
(+) Outros	10	6	6	4	2	1	7	37	7	14	6	4	9	2	3	45	23,5%
(=) PMSO Reportado	166	221	103	79	156	38	322	1.085	174	228	109	84	155	32	314	1.097	1,0%
Ajustes	-	(22)	(3)	(4)	6	(5)	(24)	(52)	-	-	-	-	-	-	-	-	-100,0%
PMSO Ajustado	166	199	100	76	161	32	299	1.034	174	228	109	84	155	32	314	1.097	6,1%
PECLD e perdas	21	74	17	12	3	5	12	144	59	76	30	2	(1)	3	26	194	34,5%
PECLD/ROB (Ex-Receita de Construção)	1,05%	2,43%	1,49%	1,16%	0,20%	1,20%	0,33%	1,11%	2,37%	2,18%	2,21%	0,16%	-0,05%	0,49%	0,66%	1,26%	
Provisões - contingências	4	3	2	3	22	0	18	53	5	3	2	0	18	1	21	51	-4,4%
Provisões - FUNAC	-	-	-	-	-	-	67	67	-	-	-	-	-	-	70	70	3,8%
(+) Provisões	25	77	19	15	26	5	97	265	64	79	32	2	17	4	117	315	18,9%
Ajustes Provisões	-	-	-	-	28	-	(37)	(9)	-	-	-	-	-	-	-	-	-100,0%
(=) Provisões Ajustadas	25	77	19	15	54	5	60	256	64	79	32	2	17	4	117	315	23,1%
(+) Sistemas Isolados e Subv. CCC	12	25	-	-	-	4	0	41	0	35	-	-	-	7	-	42	2,0%
(+) Custo de Remoção	8	6	2	3	16	4	31	71	8	17	3	4	71	11	29	143	102,4%
(+) Outros Custos Não Caixa	(30)	11	2	6	(7)	3	(77)	(93)	11	11	(4)	(1)	43	1	1	62	-166,0%
(+) Outras receitas/despesas operacionais	(22)	17	4	9	9	6	(46)	(23)	19	28	(1)	2	114	12	29	203	1000,0%
(+) Depreciação e amortização	91	223	46	35	67	16	185	662	19	28	(1)	2	114	12	29	205	-69,1%
(=) Custos e despesas gerenciáveis	272	563	172	139	257	68	559	2.030	277	397	138	91	401	68	489	1.861	-8,4%
PMSO Ajustado/Consumidor (12m)	247	242	251	218	309	528	349	281	259	271	276	241	324	497	332	293	4,0%
Δ% PMSO por Consumidor	4,9%	12,3%	10,1%	10,5%	4,7%	-5,8%	-4,9%										
PMSO Ajustado + Compensações/Consumidor (12m)	256	258	268	227	344	564	400	307	271	283	294	251	343	531	362	311	1,2%
Δ% PMSO + Compensações por Consumidor	5,8%	9,5%	9,5%	10,6%	-0,5%	-5,9%	-9,4%										

MARANHÃO

No comparativo entre trimestres, o PMSO Ajustado/Consumidor, na visão 12 meses, aumentou 4,9%, totalizando R\$ 259. O PMSO ajustado do período aumentou 4,7%, ou R\$ 7,9 milhões maior do que no mesmo período do ano anterior.

O aumento do trimestre vem principalmente da linha de **Pessoal** (R\$ 5 milhões) e de **Material** (R\$ 3 milhões). Na linha de pessoal o aumento se deve ao reajuste salarial e aumento de *headcount*, além dos efeitos de ILP que representaram R\$ 12 milhões, que foram parcialmente compensados pelo maior compartilhamento de despesas operacionais com as demais distribuidoras. Enquanto em material o crescimento foi causado pela aquisição de materiais de informática e EPI/EPC.

A **PECLD** atingiu R\$ 59 milhões no 2T26 e representa 2,37% da ROB, um aumento de R\$ 38 milhões em comparação com o 2T25. O aumento reflete principalmente o maior envelhecimento da dívida, concentrado principalmente nos segmentos residencial e varejo, influenciado pelo percentual médio do reajuste tarifário do MA de 17,90%. A atualização da matriz de PECLD respondeu por R\$ 8,7 milhões.

PARÁ

No 2T26, o PMSO Ajustado/Consumidor, na visão 12 meses, aumentou 12,3%, totalizando R\$ 271. O PMSO ajustado do período atingiu R\$ 228 milhões, 14,6% maior que o 2T25, ou R\$ 29,1 milhões.

O aumento do PMSO Ajustado no trimestre está concentrado principalmente na linha de **Serviços de Terceiros** (R\$ 14 milhões) decorrente de consultorias, custos de cobrança com periculosidade e custos de manutenção. Na linha de **Outros** (R\$ 8 milhões) grande parte do crescimento é referente a antecipação da janela de contribuições ao Instituto Equatorial, que em 2025 foram pagos no terceiro trimestre.

No 2T26, a **PECLD** alcançou R\$ 76 milhões, representando 2,18% da ROB, demonstrando um aumento de apenas R\$ 2 milhões na comparação com o 2T25 influenciada pelo envelhecimento de faturas do poder público, no entanto apresentou redução de 0,25 p.p. na relação sobre a ROB. A atualização da matriz contribuiu positivamente para reduzir a provisão em R\$ 2 milhões no período.

PIAUI

O PMSO Ajustado/Consumidor (12 meses) registrou R\$ 276, um aumento de 10,1% contra o 2T25, enquanto o PMSO ajustado cresceu 8,9%, ou R\$ 8,9 milhões.

Essa variação é fruto principalmente da linha de **Pessoal** (R\$ 10 milhões) que foi impactada pela maior provisão de PLR (R\$ 3 milhões), reajuste salarial e aumento de headcount.

A **PECLD** do trimestre foi de R\$ 30 milhões, 2,21% da ROB, um aumento de R\$ 12 milhões em comparação com o 2T25. O efeito da atualização da matriz impactou negativamente em R\$ 6,2 milhões, além da maior inadimplência das classes residenciais e envelhecimento da dívida.

ALAGOAS

O PMSO Ajustado/Consumidor (12 meses) foi de R\$ 241, 10,5% maior que o 2T25, enquanto o PMSO ajustado cresceu 11,5%, ou R\$ 8,7 milhões.

O aumento do PMSO do trimestre foi concentrado na linha de **Pessoal**, que cresceu R\$ 12 milhões, por reajuste salarial, aumento de horas extras e maior remuneração variável (PLR e ILP). Excluindo o ILP (R\$ 6 milhões), atrelado à performance da ação, o PMSO Ajustado teria crescido 4,5%.

Em Alagoas, a **PECLD** do trimestre foi de R\$ 2 milhões, representando 0,16% da ROB, uma redução de R\$ 10 milhões na comparação com o 2T25. O efeito de atualização da matriz foi positiva de R\$ 5,5 milhões, além da realização de grandes negociações com alguns municípios.

CEEE-D

O PMSO Ajustado/Consumidor (12 meses) foi de R\$ 324, um aumento de 4,7%. O PMSO ajustado do período caiu R\$ 6,3 milhões, ou 3,9% em relação ao 2T25.

A queda no PMSO tem como principal efeito a redução na linha de **Materiais** (R\$ 17 milhões), devido a reclassificação de itens de investimento que haviam sido lançados equivocadamente em materiais. Esse efeito foi parcialmente reduzido pelo aumento na linha de **Pessoal** (R\$ 9 milhões), por atualização do compartilhamento de despesas e bonificação de funcionários corporativos (R\$ 4 milhões) e multas de FGTS.

A **PECLD/ROB** do período atingiu uma reversão de - 0,05%, ou - R\$ 1 milhão, uma redução de R\$ 5 milhões na comparação com o 2T25, positivamente impactada pela atualização da matriz.

CEA

O PMSO Ajustado/Consumidor (12 meses) foi de R\$ 497, valor 5,8% menor que o mesmo período do ano anterior. O PMSO ajustado da CEA foi de R\$ 32 milhões, 0,6% menor que o 2T25, praticamente estável, refletindo a realocação de custo via primarização, reduzindo a linha de Materiais em R\$ 1 milhão em otimização de EPI e EPC.

No 2T26, a **PECLD/ROB** foi de 0,49% ou R\$ 3 milhões, uma redução de R\$ 2 milhões na comparação com o 2T25, impactada positivamente pela atualização da matriz.

GOIÁS

O PMSO Ajustado/Consumidor (12 meses) foi de R\$ 332 no 2T26, resultado 4,9% menor no comparativo com 2T25. O PMSO ajustado foi de R\$ 314 milhões, 5% maior que o mesmo período do ano anterior, ou R\$ 14,8 milhões.

O aumento do PMSO Ajustado no trimestre foi concentrado na linha de **Pessoal** (R\$ 44 milhões) concentrado no provisionamento de remuneração variável e incentivos de longo prazo (ILP) de R\$ 14 milhões, influenciado pela performance e pela cotação da ação. O período também refletiu o avanço da primarização (com a internalização de equipes em Uruaçu, +416 vagas), reajustes contratuais e inflação. Excluindo remuneração variável e ILP, o PMSO ajustado teria crescido 0,4% no trimestre. Esses valores são parcialmente compensados pela redução de **Materiais** (R\$ 8 milhões), **Serviços de Terceiros** (R\$ 17 milhões) e **outros** (R\$ 4 milhões).

No 2T26 a **PECLD** registrou R\$ 26 milhões no trimestre, ou 0,66% da ROB, um aumento de R\$ 14 milhões em relação ao 2T25, lembrando que no 2T25 GO ainda não havia adotado integralmente a metodologia da matriz de provisão de PECLD.

2.6 EBITDA

Recomposição EBITDA		2T25								2T26								Δ%
R\$ milhões		MA	PA	PI	AL	CEEE-D	CEA	GO	Total	MA	PA	PI	AL	CEEE-D	CEA	GO	Total	Total
(+) Resultado do Exercício		276	361	96	106	(235)	12	5	620	251	386	111	56	73	(6)	(84)	789	27,2%
(+) Impostos sobre o Lucro		40	64	41	34	-	8	(9)	178	49	84	24	62	-	12	(56)	174	-1,9%
(+) Resultado Financeiro		101	128	86	66	285	73	412	1.152	114	208	98	87	259	78	579	1.423	23,5%
(+) Depreciação e Amortização		91	223	46	35	67	16	185	662	103	174	58	46	117	33	212	743	12,3%
(=) EBITDA societário (CVM)*		508	776	269	242	117	109	593	2.612	517	852	292	250	450	117	651	3.129	20%
Ajustes Totais		(134)	(24)	2	7	(49)	7	(37)	(228)	(58)	(130)	(12)	(8)	(302)	(0)	(50)	(560)	145,0%
(+) Outras receitas/despesas operacionais		(30)	11	2	6	(7)	3	(77)	(93)	11	11	(4)	(1)	43	1	1	62	-166,0%
(+) Impactos Margem Bruta		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(322)	-	-	(322)	N/A
(+) Sistemas Isolados		12	-	-	-	-	-	-	12	-	-	-	-	-	-	-	-	-100,0%
(+) Ajustes de PMSO		-	22	3	4	(6)	5	24	52	-	-	-	-	-	-	-	-	-100,0%
(+) Ajustes Provisões		-	-	-	-	(28)	-	37	9	-	-	-	-	-	-	-	-	-100,0%
(-) VNR		(115)	(57)	(3)	(2)	(9)	(1)	(21)	(208)	(69)	(140)	(7)	(6)	(24)	(2)	(51)	(300)	44,2%
(=) EBITDA Societário Ajustado		374	752	270	249	67	116	556	2.383	459	723	280	243	148	117	601	2.570	7,8%
	Δ%									22,8%	-3,9%	3,6%	-2,4%	120,1%	1,1%	8,0%		

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

Os valores ajustados em "Outras receitas/despesas operacionais" referem-se exclusivamente a efeitos não caixa. Para fins de comparabilidade, os efeitos caixa, como custos de remoção, também foram contabilizados na base comparativa do 2T25.

MARANHÃO

No 2T26, o EBITDA ajustado por VNR e efeitos não recorrentes atingiu R\$ 459 milhões, 22,8% maior que o 2T25, ou R\$ 85 milhões.

A margem bruta ajustada do trimestre registrou crescimento de 22,9% ou R\$ 131 milhões, influenciada principalmente pela variação positiva de: (i) tarifa fio-b no valor de R\$ 130 milhões, (ii) delta perdas de R\$ 41 milhões, parcialmente compensados pela redução de R\$ 24 milhões na RNF.

O PMSO ajustado do período apresentou um aumento de R\$ 7,9 milhões, enquanto as provisões e contingências ajustadas do período aumentaram R\$ 39 milhões, em decorrência principalmente do aumento de Perdas esperadas por redução ao valor recuperável entre os trimestres.

PARÁ

O EBITDA Ajustado por VNR e efeitos não recorrentes do Pará atingiu R\$ 723 milhões, 3,9% menor que o 2T25, ou R\$ 29 milhões. Apesar do crescimento da margem bruta em 2,2%, ou 23 milhões, o resultado foi impactado pelo aumento do PMSO ajustado (R\$ 29 milhões) e aumento de R\$ 11 milhões na linha de custos de remoção, relacionado a atualização monetária de contratos de serviço e renovações contratuais. As provisões e contingências ajustadas do período se mantiveram em linha entre os trimestres.

PIAUI

No Piauí, o EBITDA ajustado atingiu R\$ 280 milhões, 3,6% maior, ou R\$ 10 milhões, quando comparado com o mesmo período do ano anterior.

A margem bruta ajustada do período aumentou 8,2% ou R\$ 32 milhões comparado ao 2T25, reflexo principalmente do aumento da tarifa fio-b (R\$ 17 milhões) e do crescimento de mercado (R\$ 8 milhões).

A linha de PECLD e Contingências ajustadas teve uma piora de R\$ 13 milhões em comparação ao 2T25, enquanto o PMSO ajustado apresentou aumento de R\$ 8,9 milhões entre períodos.

ALAGOAS

O EBITDA Ajustado atingiu R\$ 243 milhões, R\$ 6 milhões menor que o 2T25, ou -2,4%.

A margem bruta ajustada do período teve uma queda de 3%, ou R\$ 10 milhões, principalmente em função do menor volume de energia vendido no Mercado de Curto Prazo. O efeito da alteração na contabilização do faturamento dos clientes livres foi reconhecido na linha de Renda Não Faturada (RNF), com efeito positivo de R\$ 43 milhões.

As provisões e contingências ajustadas apresentaram uma melhora de R\$ 13 milhões, enquanto o PMSO ajustado aumentou cerca de R\$ 8,7 milhões.

CEEE-D

O EBITDA ajustado do Rio Grande do Sul atingiu R\$ 148 milhões no trimestre, 120% maior que o 2T25, ou R\$ 81 milhões.

A margem bruta ajustada da CEEE-D apresentou um crescimento de 31% ou R\$ 93 milhões, principalmente em virtude de: (i) crescimento de mercado (R\$ 21 milhões), (ii) crescimento na tarifa fio-b (R\$ 24 milhões) e (iii) redução das perdas (R\$ 21 milhões) e (iv) RNF de R\$ 11 milhões.

O PMSO ajustado do período apresentou uma redução de R\$ 6,3 milhões, enquanto as provisões e contingências ajustadas do período apresentaram uma melhora de R\$ 36 milhões. Nesse trimestre, a empresa apresentou um Custo de Remoção de R\$ 71 milhões, esse valor é referente ao maior volume de capitalização de obras antes da data de corte do processo da RTP (Revisão Periódica Tarifária), pois os custos de remoção são apropriados integralmente apenas no encerramento das obras.

CEA

O EBITDA Ajustado alcançou R\$ 117 milhões, com crescimento de 1,1% em relação ao mesmo período do ano anterior (R\$ 1,0 milhão). Esse resultado reflete, principalmente, a Margem Bruta ajustada ex-VNR, que apresentou um aumento de 6,5% ou R\$ 10 milhões, aliada à redução de R\$ 0,2 milhões no PMSO entre os trimestres. Para esse trimestre, a empresa apresentou um Custo de Remoção de 11 milhões, impactado também pelo maior volume de encerramento antes da data de corte do processo de RTP da companhia.

GOIÁS

O EBITDA ajustado por efeitos não recorrentes e VNR da Equatorial Goiás atingiu R\$ 601 milhões, um aumento de 8% em relação ao mesmo período do ano anterior ou R\$ 45 milhões.

A margem bruta ajustada neste trimestre apresentou uma variação positiva de R\$ 114 milhões em função de: (i) tarifa fio-b (R\$ 32 milhões), (ii) crescimento de mercado (R\$ 50 milhões) e (iii) Renda Não Faturada (R\$ 18 milhões).

Adicionalmente, o PMSO ajustado do período apresentou um aumento de R\$ 14,8 milhões, bem como as provisões, que na visão reportada, apresentaram um aumento de R\$ 20 milhões, é explicado, principalmente, pelo efeito do aumento da PECLD (R\$ 14 milhões). Em bases ajustadas, as provisões aumentam R\$ 57 milhões, esse incremento é explicado por um efeito não recorrente de R\$ 37 MM no provisionamento de PECLD da FUNAC ocorrido no 2T25, em função de encerramento de processos em Goiás.

2.7 EFEITOS NÃO RECORRENTES EBITDA

Não Recorrentes EBITDA Distribuição	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	2T26 Total
Margem Bruta	-	-	-	-	(322)	-	-	(322)
Outros Custos Não Caixa	11	11	(4)	(1)	43	1	1	62
VNR	(69)	(140)	(7)	(6)	(24)	(2)	(51)	(300)
Ajustes EBITDA	(58)	(130)	(12)	(8)	(302)	(0)	(50)	(560)

2.8 RESULTADO FINANCEIRO

Resultado Financeiro	2T25								2T26								Δ%
R\$ milhões	MA	PA	PI	AL	CEEE-D	CEA	GO	Total	MA	PA	PI	AL	CEEE-D	CEA	GO	Total	Total
(+) Rendas Financeiras	40	82	23	28	42	19	22	255	20	97	36	26	49	23	43	294	15,1%
(+) Acréscimo Moratório - Venda de Energia	22	35	14	9	61	3	15	160	30	50	18	13	11	5	19	146	-8,7%
(+) Encargos da dívida	(138)	(232)	(116)	(83)	(214)	(91)	(411)	(1.284)	(154)	(344)	(169)	(123)	(306)	(110)	(599)	(1.805)	40,5%
(+) Encargos CVA	(6)	(13)	1	(4)	4	5	5	(8)	5	2	22	7	20	11	30	96	-1257,5%
(+) AVP - Comercial	1	5	1	1	(15)	(0)	(1)	(9)	1	(5)	1	1	(4)	2	-	(4)	-52,2%
(+) Contingências	(2)	(3)	(3)	(4)	(29)	(3)	(14)	(57)	(6)	(4)	(3)	(3)	(31)	(3)	(32)	(84)	46,5%
(+) Outras Receitas / Despesas	(17)	(3)	(5)	(13)	(135)	(7)	(28)	(210)	(9)	(4)	(3)	(7)	2	(6)	(40)	(68)	-67,7%
Resultado financeiro	(101)	(128)	(86)	(66)	(285)	(73)	(412)	(1.152)	(114)	(208)	(99)	(87)	(259)	(78)	(579)	(1.424)	24%
(-/+ Efeitos Não Recorrentes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(79)	-	-	(79)	N/A
Resultado financeiro ajustado	(101)	(128)	(86)	(66)	(285)	(73)	(412)	(1.152)	(114)	(208)	(99)	(87)	(337)	(78)	(579)	(1.502)	30%

Δ%

12,6% 62,6% 15,1% 31,3% 18,3% 6,3% 40,6%

2.9 LUCRO LÍQUIDO

Lucro Líquido	2T25								2T26								Δ%
R\$ milhões	MA	PA	PI	AL	CEEE-D	CEA	GO	Total	MA	PA	PI	AL	CEEE-D	CEA	GO	Total	Total
(+) Lucro Líquido / Prejuízo	276	361	96	106	(235)	12	5	620	251	386	111	56	73	(6)	(84)	789	27%
(+) Impacto EBITDA (líquido de IR)	12	22	3	4	(33)	5	61	73	-	-	-	-	(322)	-	-	(322)	-543,4%
(+) Efeito IR e CSLL	(5)	11	17	13	11	(1)	6	54	-	-	-	38	-	-	-	38	-29,3%
(+) Depreciação	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	N/A
(+) Ajustes do Resultado Financeiro	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(79)	-	-	(79)	N/A
(+) Outras Receitas/Despesas Não Operacionais	-	-	-	-	-	-	(79)	(79)	-	-	-	-	-	-	-	-	-100,0%
(+) VNR Líquido de IR e CSLL	(76)	(38)	(2)	(1)	(6)	(1)	(14)	(137)	(46)	(93)	(5)	(4)	(16)	(1)	(34)	(198)	44,2%
(=) Lucro Líquido / Prejuízo Ajustado	207	356	114	121	(263)	16	(21)	530	205	294	107	90	(342)	(7)	(118)	229	-57%

Δ%

-0,9% -17,4% -6,5% -26,3% 30,1% -143,3% 461,5%

2.10 INVESTIMENTOS

Investimentos Distribuidoras	2T25								2T26								Δ%
R\$ milhões	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total	Total
Ativos elétricos	270	463	188	165	274	80	662	2.101	279	362	179	169	262	71	611	1.933	-8,0%
Obrigações especiais	17	358	25	3	8	13	7	430	30	329	49	10	-	23	20	460	7,1%
Ativos não elétricos	17	35	12	11	21	9	39	144	21	25	11	10	20	3	44	134	-6,5%
Projetos Estratégicos	5	12	3	3	11	6	3	43	7	8	3	3	6	1	18	46	5,9%
Total	303	856	224	179	302	102	708	2.674	330	716	239	188	282	97	675	2.527	-5%

Δ%

9,0% -16,4% 6,7% 5,2% -6,8% -4,5% -4,7%

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

2.11 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	2025						
R\$ Milhões	Maranhão	Pará	Piauí	Alagoas	CEEE-D	CEA	Goiás
Lair	493	911	190	224	(239)	29	(27)
Despesas IRPJ/CSLL	(118)	(177)	(48)	(83)	-	(10)	34
(+) Ativo Fiscal Diferido	46	103	(3)	31	-	-	(74)
(+) Incentivos Fiscais	109	173	18	34	-	-	-
Imposto Caixa	(72)	(75)	(50)	(51)	-	(10)	-
Alíquota Efetiva de IRPJ e CSLL	15%	8%	26%	23%	0%	33%	0%

2026						
Maranhão	Pará	Piauí	Alagoas	CEEE-D	CEA	Goiás
629	928	234	284	33	6	(294)
(105)	(157)	(52)	(108)	-	(17)	116
45	93	39	78	-	-	(117)
108	157	30	25	-	-	-
(61)	(64)	(13)	(29)	-	(17)	(1)
10%	7%	6%	10%	0%	265%	0%

Na tabela abaixo, tem-se os ajustes por efeitos não-recorrentes:

	2025						
Não recorrentes	Maranhão	Pará	Piauí	Alagoas	CEEE-D	CEA	Goiás
Despesas IRPJ/CSLL		(37)	-	(27)	-	-	-
Ativo fiscal diferido	28	37	-	27	-	-	-
Incentivos fiscais	15	20	-	21	-	-	-

2026						
Maranhão	Pará	Piauí	Alagoas	CEEE-D	CEA	Goiás
-	-	(2)	3	-	-	(7)
-	-	(35)	(4)	-	-	13
-	-	-	-	-	-	-

Dessa forma, a alíquota caixa das distribuidoras atinge:

IRPJ / CSLL (c/ não recorrentes)	2025						
R\$ Milhões	Maranhão	Pará	Piauí	Alagoas	CEEE-D	CEA	Goiás
Lair	493	911	190	224	(239)	29	(27)
Despesas IRPJ/CSLL	(75)	(158)	(48)	(62)	-	(10)	34
(+) Ativo Fiscal Diferido	18	66	(3)	4	-	-	(74)
Imposto Calculado	(57)	(92)	(50)	(58)	-	(10)	(39)
(+) Incentivos Fiscais	93	153	18	13	-	-	-
Imposto Caixa	(57)	(92)	(50)	(58)	-	(10)	-
Alíquota Efetiva de IRPJ e CSLL	12%	10%	26%	26%	0%	33%	0%

2026						
Maranhão	Pará	Piauí	Alagoas	CEEE-D	CEA	Goiás
629	928	234	284	33	6	(294)
(105)	(157)	(90)	(109)	-	(17)	123
45	93	74	82	-	-	(129)
(61)	(64)	(16)	(26)	-	(17)	(7)
108	157	30	25	-	-	-
(61)	(64)	(16)	(26)	-	(17)	(7)
10%	7%	7%	9%	0%	265%	-2%

3. RENOVÁVEIS

3.1 DESEMPENHO OPERACIONAL

GERAÇÃO

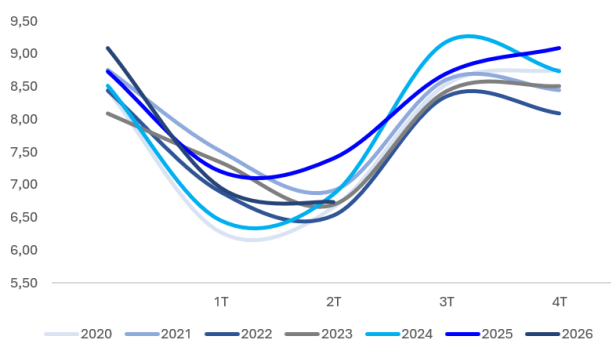
Complexos Eólicos	Geração (GWh)				Ventos (m/s)			
	2T25	2T26	Δ%	Δ	2T25	2T26	Δ%	Δ
Portfólio Eólico	963,2	788,8	-18,1%	-174,5	7,4	6,7	-9,1%	-0,7
Constrained-Off	120,4	87,3	-27,5%	-33,2				
Portfólio Eólico ex Constrained-Off	1.083,7	876,0	-19,2%	-207,7				

Complexos Solares	Geração (GWh)				Irradiância Média (W/m ²)			
	2T25	2T26	Δ%	Δ	2T25	2T26	Δ%	Δ
Portfólio Solar	224,8	225,5	0,3%	0,6	289,1	305,7	5,7%	16,6
Constrained-Off	121,6	142,2	17,0%	20,6				
Portfólio Solar ex Constrained-Off	346,4	367,6	6,1%	21,2				

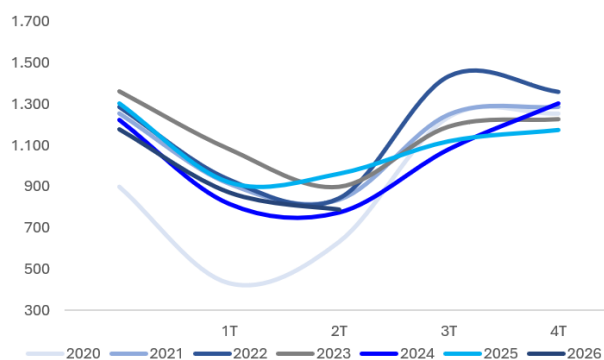
Portfólio	Geração (GWh)			
	2T25	2T26	Δ%	Δ
Portfólio Consolidado	1.188,1	1.014,2	-14,6%	-173,9
Constrained-Off	242,0	229,4	-5,2%	-12,6
Portfólio ex Constrained-Off	1.430,1	1.243,7	-13,0%	-186,4

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

MÉDIA DOS VENTOS - PORTFÓLIO EÓLICO (m/s)



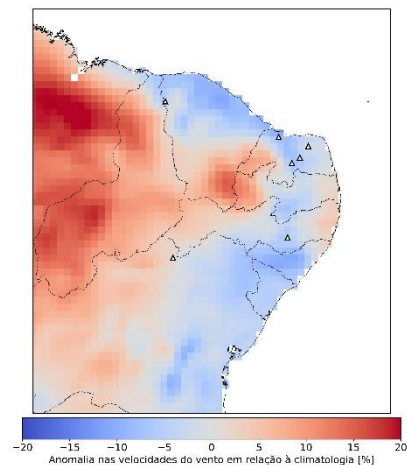
GERAÇÃO TOTAL - PORTFÓLIO EÓLICO (GWh)



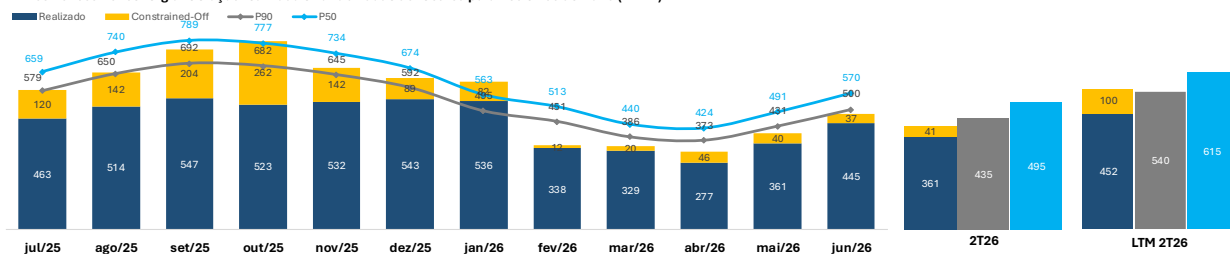
O 2T26 foi marcado por velocidades de vento abaixo da média climatológica na maior parte do Nordeste, com anomalias negativas mais acentuadas nas áreas mais a oeste da faixa costeira, abrangendo trechos dos estados do Ceará, Rio Grande do Norte, Paraíba, Pernambuco, Alagoas, Sergipe e Bahia. Na comparação com o 2T25, a velocidade média dos ventos nos complexos da Echoenergia recuou 11,4%, com parte dos ativos operando abaixo da respectiva média climatológica.

A figura ao lado ilustra as anomalias de vento no 2T26 em relação à média de longo prazo, evidenciando o impacto climático negativo sobre os complexos eólicos da Echoenergia. Desconsiderando os efeitos de constrained-off, a geração do período, no centro de gravidade, se aproximou de P98 nos ativos eólicos e de P88 nos ativos solares, em ambos os casos na referência de variabilidade anual.

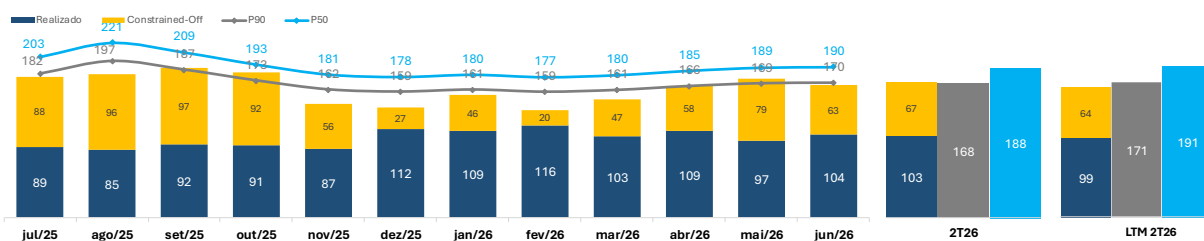
Os gráficos a seguir apresentam a geração de energia eólica e solar da Echoenergia nos últimos 12 meses e a visão para o 2T26, comparando-a com os valores de P50 e P90 anual revisados pela empresa. Vale destacar que essas estimativas de produção de energia são consideradas robustas, pois os estudos foram elaborados utilizando metodologias consolidadas no mercado e tem como base dados operacionais para todos os complexos eólicos.



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



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



EFEITOS DO CONSTRAINED-OFF

Com base nos dados do ONS e considerando as perdas relativas ao centro de gravidade, os efeitos de constrained-off totalizaram 229 GWh no 2T26, correspondentes a um percentual de restrição de 18,4% e a um impacto financeiro estimado de R\$ 30 milhões.

O volume de energia cortada concentrou-se principalmente nos complexos solares, que responderam por 142 GWh, ou aproximadamente 62% do total do portfólio. Nesse segmento, o percentual de restrição atingiu 38,7%, com impacto financeiro estimado de R\$ 12 milhões. Nos complexos eólicos, os cortes totalizaram 87 GWh ou 10,0% e a um impacto financeiro de R\$ 18 milhões.

Em comparação com o 2T25, quando os cortes totalizaram 242 GWh e R\$ 33 milhões, o volume de constrained-off recuou aproximadamente 5%, enquanto o impacto financeiro diminuiu 9%. Apesar da redução em termos absolutos, o percentual de restrição do portfólio aumentou 1,5 ponto percentual, passando de 16,9% no 2T25 para 18,4% no 2T26. A redução do volume consolidado foi determinada principalmente pelo segmento eólico, no qual os cortes diminuíram 28%, de 120 GWh para 87 GWh. No segmento solar, por outro lado, o volume restringido aumentou 16%, de 122 GWh para 142 GWh.

Quanto à natureza das restrições, os cortes de ordem energética foram predominantes, representando aproximadamente 75% do total, ou 171 GWh, com impacto financeiro estimado de R\$ 20 milhões. As restrições decorrentes de indisponibilidade externa corresponderam a cerca de 18% do total, equivalentes a 41 GWh e R\$ 6 milhões, enquanto as restrições por razões de confiabilidade representaram aproximadamente 7%, ou 17 GWh e R\$ 4 milhões. Nos complexos solares, as restrições energéticas responderam por aproximadamente 78% do volume cortado no segmento. Nos complexos eólicos essa categoria também foi predominante, representando cerca de 69% dos cortes.

Unidade		Total	Visão ONS - Centro de Gravidade							
			Confiabilidade		Indisponibilidade		Energético			
		[%]	[GWh]	[R\$ milhões]	[GWh]	[R\$ milhões]	[GWh]	[R\$ milhões]	[GWh]	[R\$ milhões]
Eólicas	2T25	11,1%	120	21	69	12	3	1	49	9
	2T26	10,0%	87	18	16	4	12	2	60	12
	3T23 a 2T26	14,0%	1.987	381	1.335	257	129	28	523	96
Solares	2T25	35,1%	122	12	20	3	13	2	89	7
	2T26	38,7%	142	12	2	0	29	4	111	8
	3T23 a 2T26	32,4%	924	96	262	36	117	14	545	46
Portfólio	2T25	16,9%	242	33	88	14	16	2	138	16
	2T26	18,4%	229	30	17	4	41	6	171	20
	3T23 a 2T26	17,0%	2.911	477	1.597	293	246	42	1.068	142

A partir do 2T26, foram implementados dois ajustes metodológicos nos dados apresentados. Os valores de constrained-off passaram a considerar a base do ONS (sistema SAGER), em substituição à base interna anteriormente utilizada, e os números de geração passaram a incorporar as perdas relativas ao centro de gravidade. A comparação com o 2T25 apresentada nesta seção considera a mesma abordagem metodológica, de forma a assegurar a comparabilidade entre os períodos. Em razão desses ajustes, os valores históricos podem diferir daqueles divulgados anteriormente. Vale ressaltar que a Portaria prevê a possibilidade de contestar os valores calculados, havendo a possibilidade de ressarcimento superior ao cálculo atual da ONS.

Adicionalmente, para os eventos de constrained-off ocorridos entre 1º de setembro de 2023 e 25 de novembro de 2025, a Lei nº 15.269/2025 estabeleceu o direito à compensação dos custos associados às restrições de geração classificadas como indisponibilidade externa e confiabilidade elétrica para usinas eólicas e solares. Em julho de 2026, o Ministério de Minas e Energia publicou a Portaria Normativa nº 140/2026, regulamentando a operacionalização desse mecanismo por meio da celebração de um Termo de Compromisso entre os agentes de geração e o Poder Concedente. O referido instrumento estabelece as condições para apuração, revisão, validação e pagamento das compensações elegíveis. Com base em apurações preliminares realizadas a partir da metodologia prevista na regulamentação, a Companhia estima um potencial de ressarcimento de aproximadamente R\$ 317 milhões, atualizado monetariamente pelo IPCA até junho de 2026. A efetiva compensação permanece condicionada à adesão e celebração do Termo de Compromisso, bem como à conclusão das etapas de revisão e validação dos montantes pelo ONS, CCEE e demais agentes envolvidos no processo.

3.2 DESEMPENHO FINANCEIRO

Abaixo apresentamos o desempenho econômico-financeiro da Echoenergia em uma visão combinando o resultado da Echo Participações com o da Echo Crescimento, veículos de geração eólica e solar do grupo, respectivamente.

DRE	Echo Participações				Echo Crescimento			
	2T25	2T26	Δ%	Δ	2T25	2T26	Δ%	Δ
Receita Líquida	248,5	221,6	-10,8%	(26,9)	111,5	79,6	-28,6%	(31,9)
(-) Compra de Energia	(26,1)	(32,8)	25,8%	(6,7)	(39,1)	(14,5)	-62,8%	24,5
(+/-) Efeito MtM (Ganhos e Perdas)	-	-	N/A	-	(0,1)	(0,0)	-60,9%	0,1
Lucro Bruto de Energia	222,5	188,8	-15,1%	(33,6)	72,3	65,1	-10,0%	(7,3)
(-) Encargos de Uso do Sistema	-	(20,9)	N/A	N/A	-	(10,4)	N/A	N/A
Margem Bruta	222,5	168,0	-24,5%	(54,5)	72,3	54,6	-24,4%	(17,7)
Custos e Despesas Operacionais	(98,3)	(75,0)	-23,7%	23,3	(21,8)	(12,3)	-43,3%	9,4
(-) Custos de Operação e Produção de Energia	(78,6)	(64,8)	-17,6%	13,9	(18,3)	(9,1)	-50,1%	9,2
(-) Despesas Operacionais e Administrativas	(19,7)	(10,2)	-48,1%	9,4	(3,5)	(3,2)	-7,1%	0,2
EBITDA	124,2	93,0	-25,1%	(31,2)	50,6	42,3	-16,4%	(8,3)
Margem EBITDA (%)	50,0%	42,0%	-8p.p.	N/A	45,4%	53,1%	7,8p.p.	N/A
(-/+ Efeitos Não-Recorrentes	5,3	(0,7)	-113,7%	(6,1)	-	-	N/A	-
(-/+ Efeito MtM (Ganhos e Perdas)	-	-	N/A	-	0,1	0,0	-57,2%	(0,1)
EBITDA Ajustado	129,5	92,3	-28,8%	(37,3)	50,7	42,3	-16,4%	(8,3)
Margem EBITDA Ajustada (%)	52,1%	41,6%	-10,5p.p.	N/A	45,4%	53,2%	7,7p.p.	N/A
(-) Depreciação/Amortização	(65,7)	(66,6)	1,3%	(0,9)	(19,4)	(19,4)	0,0%	0,0
(+/-) Resultado Financeiro	(65,3)	(68,3)	4,6%	(3,0)	(67,1)	(75,8)	13,0%	(8,7)
(-) Impostos	(16,1)	(17,6)	9,6%	(1,5)	(4,7)	(3,9)	-16,5%	0,8
Lucro (Prejuízo) Líquido Reportado	(22,9)	(59,5)	159,8%	(36,6)	(40,6)	(56,8)	-39,9%	(16,2)
Margem Líquida (%)	-9,2%	-26,8%	-17,6p.p.	N/A	-36,4%	-71,3%	-34,9p.p.	N/A

DRE	Echoenergia (Part. + Cresc.)			
	2T25	2T26	Δ%	Δ
Receita Líquida	360,0	301,3	-16,3%	(58,8)
(-) Compra de Energia	(65,1)	(47,3)	-27,3%	17,8
(+/-) Efeito MtM (Ganhos e Perdas)	(0,1)	(0,0)	-60,9%	0,1
Lucro Bruto de Energia	294,8	253,9	-13,9%	(40,9)
(-) Encargos de Uso do Sistema	-	(31,3)	N/A	N/A
Margem Bruta	294,8	222,6	-24,5%	(72,2)
Custos e Despesas Operacionais	(120,0)	(87,3)	-27,3%	32,7
(-) Custo de Operação e Produção de Energia	(96,9)	(73,9)	-23,8%	23,0
(-) Despesas Operacionais e Administrativas	(23,1)	(13,4)	-41,9%	9,7
EBITDA	174,8	135,3	-22,6%	(39,5)
Margem EBITDA (%)	48,5%	44,9%	-3,6p.p.	N/A
(-/+ Efeitos Não-Recorrentes	5,3	(0,7)	-113,7%	(6,1)
(-/+ Efeito MtM (Ganhos e Perdas)	0,1	0,0	-57,2%	(0,1)
EBITDA Ajustado	180,2	134,6	-25,3%	(45,6)
Margem EBITDA Ajustada (%)	50,0%	44,7%	-5,4p.p.	N/A
(-) Depreciação/Amortização	(85,1)	(85,9)	1,0%	(0,9)
(+/-) Resultado Financeiro	(132,4)	(144,1)	8,8%	(11,7)
(-) Impostos	(20,8)	(21,5)	3,7%	(0,8)
Lucro (Prejuízo) Líquido Reportado	(63,5)	(116,2)	-83,1%	(52,8)
Margem Líquida (%)	-17,6%	-38,6%	-21p.p.	N/A

LUCRO BRUTO DE ENERGIA – ECHOENERGIA

O Lucro Bruto de Energia da Echoenergia foi de R\$ 253,9 milhões no 2T26, uma redução de 13,9% quando comparado ao mesmo período do ano passado, ou de R\$ 40,9 milhões. Essa variação decorreu, principalmente, da geração 14,6% inferior ao 2T25, impactada negativamente pela menor velocidade dos ventos nas usinas eólicas e pelo maior patamar de *constrained-off* nas usinas solares. Além disso, os ganhos com operações de swap de lastro incentivado, oriundas das usinas cuja geração líquida se situou abaixo da garantia física, foram inferiores aos apurados no 2T25.

Os custos com Encargos de Uso dos Sistemas de Transmissão e Distribuição totalizaram R\$ 31,3 milhões no 2T26, refletindo a redução de MUST nos parques eólicos e solares entre os períodos.

Vale destacar que, a partir do 2T26, parte dos valores anteriormente classificados como Custos de Operação e Produção de Energia foi reclassificada para a linha de Encargos de Uso do Sistema, apresentada de forma segregada no quadro financeiro. Os valores referentes ao 2T25 foram mantidos conforme originalmente reportados no release e, portanto, não contemplam essa reclassificação. Em bases comparáveis, considerando a mesma reclassificação no 2T25, a variação entre os períodos é de apenas R\$ 0,5 milhão.

Sendo assim, a Margem Bruta da Echoenergia foi de R\$ 222,6 milhões, uma redução de 24,5% quando comparado ao mesmo período do ano passado, ou de R\$ 72,2 milhões.

CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS - ECHOENERGIA

Os custos e despesas operacionais da Echoenergia totalizaram R\$ 87,3 milhões no 2T26, uma redução de 27,3%, ou de R\$ 32,7 milhões, quando comparado ao 2T25. Excluindo os efeitos não-recorrentes e não-caixa de ambos os trimestres relacionados a baixas de ativos (R\$ 5,3 milhões no 2T25 e -R\$0,7 milhão no 2T26), houve uma diminuição de 23,2%, ou de R\$ 26,7 milhões. Essa variação é justificada principalmente por:

- Aumento de R\$ 4,0 milhões em despesas com pessoal, decorrente do reconhecimento da provisão dos ILP's e dos reajustes salariais e de benefícios;
- Aumento de R\$ 2,5 milhões em engenharia e gestão de O&M, devido ao reajuste inflacionário e *escalation*¹ nos contratos de manutenção dos parques eólicos;
- Aumento de R\$ 0,8 milhão em serviços de terceiros, principalmente com vigilância das usinas e consultorias relacionadas ao Plano de Mitigação de Impacto Social;
- Redução líquida de R\$ 3,2 milhões nas demais linhas, principalmente em outros custos e despesas e materiais;
- Redução de R\$ 30,8 milhões em Encargos de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição.

Vale destacar que, a partir do 2T26, parte dos valores anteriormente classificados como Custos de Operação e Produção de Energia foi reclassificada para a linha de Encargos de Uso do Sistema, apresentada de forma segregada no quadro financeiro. Os valores referentes ao 2T25 foram mantidos conforme originalmente reportados no release e, portanto, não contemplam essa reclassificação. Em bases comparáveis, considerando a mesma reclassificação no 2T25, a variação entre os períodos é de apenas R\$ 0,5 milhão.

RESULTADO FINANCEIRO - ECHOENERGIA

O resultado financeiro líquido da Echoenergia registrado no 2T26 foi de R\$ 144,1 milhões negativos, apresentando uma piora de R\$ 11,7 milhões, ou 8,8%, quando comparado ao 2T25. Tal variação reflete, principalmente, o aumento do IPCA, que indexa ~80% das dívidas da companhia, apurado em 1,42% no período (ante 0,93% no 2T25).

¹ *Escalation* se refere aos reajustes, em termos reais, de valores previstos em contratos de O&M de longo prazo, relacionados ao aumento da taxa de falhas naturais das máquinas e equipamentos.

PROFORMA – ECHOENERGIA + EQUATORIAL RENOVÁVEIS

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

DRE	Echoenergia (Part. + Cresc.)				EQTL Renováveis			
	2T25	2T26	Δ%	Δ	2T25	2T26	Δ%	Δ
Receita Líquida	360,0	301,3	-16,3%	(58,8)	510,2	437,3	-14,3%	(72,9)
(-) Compra de Energia	(65,1)	(47,3)	-27,3%	17,8	(500,0)	(466,8)	-6,6%	33,2
(+/-) Efeito MtM (Ganhos e Perdas)	(0,1)	(0,0)	-60,9%	0,1	(8,9)	(26,5)	198,0%	(17,6)
Lucro Bruto de Energia	294,8	253,9	-13,9%	(40,9)	1,3	(55,9)	-4288,1%	(57,3)
(-) Encargos de Uso do Sistema	-	(31,3)	N/A	N/A	-	(5,2)	N/A	N/A
Margem Bruta	294,8	222,6	-24,5%	(72,2)	1,3	(61,1)	-4676,1%	(62,5)
Custos e Despesas Operacionais	(120,0)	(87,3)	-27,3%	32,7	(12,8)	(9,5)	-26,2%	3,4
(-) Custos de Operação e Produção de Energia	(96,9)	(73,9)	-23,8%	23,0	(12,6)	(6,3)	-50,4%	6,4
(-) Despesas Operacionais e Administrativas	(23,1)	(13,4)	-41,9%	9,7	(0,2)	(3,2)	1288,4%	(3,0)
EBITDA	174,8	135,3	-22,6%	(39,5)	(11,5)	(70,6)	-513,5%	(59,1)
Margem EBITDA (%)	48,5%	44,9%	-3,6p.p.	N/A	-2,3%	-16,1%	-13,9p.p.	N/A
(-/+) Efeitos Não-Recorrentes	5,3	(0,7)	-113,7%	(6,1)	-	-	N/A	-
(-/+) Efeito MtM (Ganhos e Perdas)	0,1	0,0	-57,2%	(0,1)	8,1	26,5	225,5%	18,3
EBITDA Ajustado	180,2	134,6	-25,3%	(45,6)	(3,4)	(44,1)	-1206,1%	(40,8)
Margem EBITDA Ajustada (%)	50,0%	44,7%	-5,4p.p.	N/A	-0,7%	-10,1%	-9,4p.p.	N/A
(-) Depreciação/Amortização	(85,1)	(85,9)	1,0%	(0,9)	(0,1)	(0,1)	-24,8%	0,0
(+/-) Resultado Financeiro	(132,4)	(144,1)	8,8%	(11,7)	0,2	1,2	410,8%	1,0
(-) Impostos	(20,8)	(21,5)	3,7%	(0,8)	2,8	9,0	225,5%	6,2
Lucro (Prejuízo) Líquido Reportado	(63,5)	(116,2)	-83,1%	(52,8)	(8,6)	(60,5)	-600,5%	(51,8)
Margem Líquida (%)	-17,6%	-38,6%	-21p.p.	N/A	-1,7%	-13,8%	-12,1p.p.	N/A

DRE	Proforma (Echoenergia + EQTL Renováveis)			
	2T25	2T26	Δ%	Δ
Receita Líquida	870,3	738,6	-15,1%	(131,7)
(-) Compra de Energia	(565,2)	(514,1)	-9,0%	51,0
(+/-) Efeito MtM (Ganhos e Perdas)	(9,0)	(26,5)	194,7%	(17,5)
Lucro Bruto de Energia	296,1	198,0	-33,2%	(98,2)
(-) Encargos de Uso do Sistema	-	(36,5)	N/A	N/A
Margem Bruta	296,1	161,5	-45,5%	(134,6)
Custos e Despesas Operacionais	(132,9)	(96,8)	-27,2%	36,1
(-) Custo de Operação e Produção de Energia	(109,5)	(80,1)	-26,8%	29,4
(-) Despesas Operacionais e Administrativas	(23,3)	(16,6)	-28,7%	6,7
EBITDA	163,3	64,7	-60,4%	(98,6)
Margem EBITDA (%)	18,8%	8,8%	-10p.p.	N/A
(-/+) Efeitos Não-Recorrentes	5,3	(0,7)	-113,7%	(6,1)
(-/+) Efeito MtM (Ganhos e Perdas)	8,2	26,5	221,9%	18,3
EBITDA Ajustado	176,8	90,5	-48,8%	(86,3)
Margem EBITDA Ajustada (%)	20,3%	12,2%	-8,1p.p.	N/A
(-) Depreciação/Amortização	(85,2)	(86,0)	1,0%	(0,8)
(+/-) Resultado Financeiro	(132,1)	(142,8)	8,1%	(10,7)
(-) Impostos	(18,0)	(12,5)	-30,4%	5,5
Lucro (Prejuízo) Líquido Reportado	(72,1)	(176,7)	-145,1%	(104,6)
Margem Líquida (%)	-8,3%	-23,9%	-15,6p.p.	N/A

LUCRO BRUTO DE ENERGIA – EQTL RENOVÁVEIS

O Lucro Bruto de Energia da EQTL Renováveis foi de R\$ 55,9 milhões negativos no 2T26, uma redução de 57,3 milhões quando comparado ao 2T25. Excluindo o efeito não-caixa da marcação a mercado (MtM) dos contratos de trading nos períodos, o Lucro Bruto foi de R\$ 29,5 milhões negativos no 2T26, uma redução de R\$ 39,7 milhões contra o mesmo período do ano anterior. Essa queda é explicada, principalmente, pela maior exposição à aquisição de energia no mercado livre para recomposição de lastro em um cenário de elevada volatilidade de preços e pelos custos adicionais com modulação horária oriundos do descasamento entre as compras do portfólio de geração solar e a entrega contratual.

Os custos com Encargos de Comercialização totalizaram R\$ 5,2 milhões no 2T26, em virtude do maior volume de energia entregue ao consumidor final no mercado varejista entre os períodos. Vale destacar que, a partir do 2T26, parte dos valores anteriormente classificados como Custos de Operação e Produção de Energia foi reclassificada para a linha de Encargos de Comercialização, apresentada de forma segregada no quadro financeiro. Os valores referentes ao 2T25 foram mantidos conforme originalmente reportados no release e, portanto, não contemplam essa reclassificação. Em bases comparáveis, considerando a mesma reclassificação no 2T25, a variação entre os períodos é de R\$ 1,5 milhão.

Sendo assim, a Margem Bruta da EQTL Renováveis, excluindo o efeito do MtM, de ambos os períodos, foi de R\$ 34,7 milhões negativos no 2T26, uma redução de R\$ 44,9 milhões quando comparado ao mesmo período do ano passado.

CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS – EQTL RENOVÁVEIS

Os custos e despesas operacionais da EQTL Renováveis totalizaram R\$ 9,5 milhões no 2T26, uma redução de 26,2%, ou de R\$ 3,4 milhão, quando comparado ao 2T25. Essa variação é justificada principalmente por:

- Aumento de R\$ 0,6 milhão em pessoal, reflexo da curva de contratação da equipe de vendas, do crescimento do compartilhamento de despesas da Echoenergia e dos ajustes em salários e benefícios;
- Aumento de R\$ 0,8 milhão em outros custos e despesas – contemplando PECLD, despesas jurídicas e legais, viagens, entre outros;
- Redução de R\$ 1,0 milhão em serviços de terceiros, devido principalmente ao menor patamar de gastos com honorários advocatícios e emolumentos BBCE;
- Redução de R\$ 5,2 milhões em Encargos de Comercialização.

Vale destacar que, a partir do 2T26, parte dos valores anteriormente classificados como Custos de Operação e Produção de Energia foi reclassificada para a linha de Encargos de Comercialização, apresentada de forma segregada no quadro financeiro. Os valores referentes ao 2T25 foram mantidos conforme originalmente reportados no release e, portanto, não contemplam essa reclassificação. Em bases comparáveis, considerando a mesma reclassificação no 2T25, a variação entre os períodos é de R\$ 1,5 milhão.

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

4. SANEAMENTO

Indicadores Operacionais - Água	2T25	2T26	Δ%
Economias faturadas (mil)	99,570	93,412	-6,2%
Volume Faturado (mil m ³)	5.532,521	5.200,786	-6,0%
Índice de cobertura (%)	70%	72%	1,7 p.p.
Índice de Perda da Distribuição (%)	65%	67%	2,7 p.p.

Indicadores Operacionais - Esgoto	2T25	2T26	Δ%
Economias faturadas (mil)	18,6	18,9	2,0%
Volume Faturado (mil m ³)	1.019,0	1.139,6	11,8%
Índice de cobertura (%)	15%	16%	0,6 p.p.

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

4.1 DESEMPENHO FINANCEIRO

Demonstração de Resultado	2T25	2T26	Δ%	Δ
R\$ milhões				
Receita Operacional	41,6	44,9	7,9%	3,3
Abastecimento de água e serviços de esgoto	26,5	31,4	18,8%	5,0
Receita de construção	12,9	12,0	-6,8%	-0,9
Outras receitas	2,3	1,4	-35,7%	-0,8
Deduções à receita operacional	-2,8	-3,1	10,4%	-0,3
Receita operacional líquida	38,8	41,8	7,8%	3,0
Custos de construção	-12,9	-12,0	-6,8%	0,9
Custo da Operação	-18,6	-23,3	25,0%	-4,6
PMSO	-15,5	-17,4	12,4%	-1,9
<i>Pessoal</i>	-5,1	-5,6	8,7%	-0,4
<i>Material</i>	-2,2	-2,6	20,4%	-0,4
<i>Serviços de terceiros</i>	-4,1	-5,7	41,0%	-1,7
<i>Outros</i>	-4,1	-3,4	-15,8%	0,6
PDD/Provisões	-5,0	-5,7	-13,2%	-0,7
Outras Receitas e Despesas Operacionais	1,9	-0,2	-110,7%	-2,1
EBITDA	7,3	6,6	-10,4%	-0,8
(-/+ Efeitos Não Recorrentes)	0,0	0,0	N/A	0,0
EBITDA Ajustado	7,3	6,6	-10,4%	-0,8
Depreciação e amortização	-7,6	-9,6	26,2%	-2,0
Resultado financeiro	-46,8	-51,0	8,9%	-4,2
Receita financeira	1,4	1,3	-12,5%	-0,2
Despesa financeira	-48,3	-52,3	8,3%	-4,0
Tributos	0,0	0,0	N/A	0,0
Resultado do exercício Ajustado	-47,1	-54,0	14,8%	-6,9

RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA - CSA

No 2T26, a receita operacional líquida da CSA totalizou R\$ 41,8 milhões. Desconsiderando a receita de construção nos períodos, a Receita Operacional Líquida registrou crescimento de R\$ 3,9 milhões, ou 15% em relação ao 2T25. Esse desempenho foi impulsionado, principalmente, pelo crescimento das receitas de abastecimento de água e serviços de esgoto, que avançaram 18,8%, refletindo o reajuste tarifário de 8,11%, aplicado em setembro de 2025, além da continuidade do processo de hidrometração e da evolução do consumo faturado.

CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS - CSA

Os custos da operação totalizaram R\$ 23,3 milhões no 2T26, aumento de R\$ 4,6 milhões (25,0%) em relação ao mesmo período do ano anterior. O PMSO atingiu R\$ 17,4 milhões, crescimento de R\$ 1,9 milhão (12,4%), refletindo aumento nas despesas com pessoal, serviços de terceiros e materiais. Na linha de serviços de terceiros, no 2T25, houve uma recuperação de R\$ 1,0 milhão relacionada ao descumprimento de obrigações contratuais por fornecedor, enquanto no 2T26 foi reconhecida despesa de R\$ 0,7 milhão com honorários advocatícios intermediários. Já o aumento em materiais acompanhou o maior volume de água captada no período.

A PECLD totalizou R\$ 5,7 milhões no trimestre, aumento de R\$ 0,7 milhão (13,2%) em relação ao 2T25, em função do crescimento do contas a receber e da maior concentração de créditos em faixas de vencimento mais antigas, que demandam maiores níveis de provisionamento.

EBITDA - CSA

O EBITDA Reportado da CSA atingiu R\$ 6,6 milhões no 2T26, redução de R\$ 0,8 milhão, ou 10,4%, em relação ao 2T25, impactado pelo aumento dos outros custos operacionais, onde tivemos reconhecimento de ganho de inventário (R\$ 1,8 milhão) e no 2T26 tivemos efeito de Perdas e desativação de Bens e Direitos (R\$ 0,2 milhão). Desconsiderando esses efeitos, o EBITDA apresentaria crescimento de 24% na comparação anual.

RESULTADO FINANCEIRO - CSA

No 2T26, o resultado financeiro foi negativo em R\$ 51,0 milhões, piora de R\$ 4,2 milhões (8,9%) em relação ao 2T25. A variação decorreu, principalmente, do aumento das despesas financeiras, em função do crescimento do IPCA no comparativo entre períodos.

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

5. EQUATORIAL SERVIÇOS

Demonstração de Resultado ¹	2T25	2T26	Δ%	Δ
R\$ milhões				
Receita Operacional Bruta	89,5	108,8	21,6%	19,3
Deduções	(11,3)	(13,2)	16,5%	(1,9)
Receita Operacional Líquida	78,2	95,6	22,3%	17,4
Custos Operacionais	(2,2)	(2,5)	16,4%	(0,4)
Despesas Operacionais	(41,2)	(53,3)	29,4%	(12,1)
EBITDA	34,8	39,8	14,2%	5,0
Margem EBITDA	44,6%	41,6%	-6,6%	N/A
EBITDA Ajustado	34,8	39,8	14,2%	5,0
Depreciação e Amortização	(7,3)	(8,1)	10,6%	(0,8)
Resultado do serviço (EBIT)	27,6	31,7	15,2%	4,2
Resultado financeiro	(3,0)	(1,8)	-41,4%	1,2
Equivalência	-	-	-	-
Tributos	(9,3)	(8,7)	-6,0%	0,6
Lucro Líquido	15,3	21,3	39,2%	6,0

¹ Os resultados apresentados excluem os efeitos da Comercializadora

DESEMPENHO FINANCEIRO – SERVIÇOS

O resultado da Equatorial Serviços reflete o desempenho positivo das linhas de Afinidades (arrecadação e vendas) e Digital, além de um crescimento expressivo na Equatorial Telecom e Enova. A Equatorial Telecom registrou crescimento de 66,7% na Receita Operacional Líquida, impulsionado principalmente pela expansão das linhas de Revenda e Dados, esta última beneficiada por novos contratos de conectividade e pela regularização contratual. No canal Digital, a receita avançou R\$ 3,9 milhões na Equatorial Serviços, sustentada pela maior adesão dos clientes aos serviços de autoatendimento e às campanhas de fatura digital via WhatsApp.

A Enova também contribuiu positivamente para o resultado, com crescimento de 25,0% na Receita Operacional Líquida, impulsionado pela evolução das linhas de Assinatura, em função do faturamento integral da energia gerada para a Associação, e de Locação, refletindo a incorporação societária de novas usinas.

O EBITDA Ajustado consolidado atingiu R\$ 39,8 milhões, crescimento de 14,2% em relação ao 2T25, refletindo principalmente o desempenho da Equatorial Telecom e da Enova. Na Enova, o EBITDA foi impactado por uma base de comparação mais elevada em despesas com pessoal, em razão da reversão de provisão de PLR registrada no 2T25. Desconsiderando esse efeito não recorrente, o EBITDA da companhia apresentou crescimento orgânico de R\$ 1,6 milhão.

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

6. SERVIÇOS PRESTADOS PELO AUDITOR INDEPENDENTE

Por fim, durante o período findo em 30 de junho de 2026, 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 asseguração limitada sobre *covenants*; auditoria de demonstrações regulatórias; asseguração limitada sobre outras contas a receber; asseguração 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](#).

2Q26 EARNINGS RELEASE

GRUPO
equatorial



EQTL B3
LISTED NM

[B]³ BRASIL
BOLSA
BALCÃO

Brasília, August 12, 2026 – Equatorial S.A., A multi-utilities holding, operating in the Distribution, Generation, Trading, Services, Sanitation and Telecom segments (B3: EQL3; USOTC: EQUEY), announces the results for the second quarter of 2026 (2Q26).

Adjusted Consolidated EBITDA grows 0.8%, reaching R\$2.9 billion in the period (vs. 2Q25)¹

Robust market growth, Gross Margin, and improvement in loss indicators

- Consolidated **increase** of **4.2%** in the Wire B Market.
- **Consolidated total losses** below the regulatory level (17.9%, 1.0 p.p. below the regulatory level), with Maranhão being within regulatory limits.
- **SABESP equity income** reached R\$ 230 million in the quarter.
- **Consolidated investments** totaled approximately **R\$ 2.6 billion** in 2Q26.
- Consolidated **Net Debt / EBITDA** ratio under the covenant view closed the quarter at **3.1x** (excluding the capital gain from the sale of the Transmission segment, the Net Debt / EBITDA ratio was 3.6x).
- **Cash availability and investments** for the period reached **R\$ 10 billion, 2.5x** short-term debt.
- **Adjusted OPEX** per Consumer (12 months) grew by **4.0%**, while Adjusted OPEX per Consumer plus Compensations varied by **1.2%**.
- Gain of **R\$355 million** after joining the "**Acordo Gaúcho**," which guaranteed a 75% discount on interest and fines on ICMS liabilities, recorded as a non-recurring item.
- Acquisition of **30%** of **Copasa's** capital.
- **R\$ 7.6 billion** raised in 2Q26, of which R\$ 5.1 billion was allocated to the acquisition of Copasa and R\$ 2.5 billion to the Discos Equatorial GO, CEA, and CEEE-D, with a weighted average cost of CDI+0.80% p.a. Excluding the Transmission segment in 2Q25, the average term increased from 5.3 years to 5.6 years compared to 2Q25.
- Achieving the Gold Seal of the Brazilian GHG Protocol Program, the highest level of recognition granted to corporate inventories of greenhouse gas emissions, and first place in the "Best ESG" award from Exame magazine.

¹ Adjusted EBITDA net of non-recurring effects and the non-cash effect of VNR and MtM, and comparison with the proforma 2Q25 view without the removal cost adjustment in EBITDA.

MAIN MACROINDICATORS

Financial Highlights	2Q25	2Q26	Δ%	Δ
R\$ million				
Net Operating Revenues (NOR)	12,466	13,739	10.2%	1,273
Adjusted EBITDA (Quarter)	2,901	2,925	0.8%	24
EBITDA Margin (% NOR)	23.3%	21.3%	-2.0 p.p.	
Adjusted Net Income	668	110	-83.5%	(558)
Net Income Margin (% NOR)	5.4%	0.8%	-4.6 p.p.	
Net Income - Same Assets²	553	110	-80.1%	(443)
Investments	2,704	2,600	-3.8%	(104)
Net Debt	45,000	51,831	15.2%	6,831
Net Debt / Adj EBITDA (Last 12 months)	3.1x	3.1x	0x	
Cash / Short Term Debt	1.3x	2.5x	1.2x	

² Adjusted Net Income – Same assets disregard the Transmission result in 2Q25.

The financial information presented in this document is available on a spreadsheet via this [link](#).

Summary

1. CONSOLIDATED FINANCIAL PERFORMANCE	44
1.1 ADJUSTED GROSS MARGIN	45
1.2 COSTS AND EXPENSES	46
1.3 EBITDA	49
1.4 FINANCIAL RESULT	50
1.5 NET INCOME	51
1.6 DEBT	52
1.7 INVESTMENTS	53
1.8 ESG (<i>Environmental, Social and Governance</i>)	54
2. DISTRIBUTION	55
2.1 COMMERCIAL PERFORMANCE	55
2.2 OPERATIONAL PERFORMANCE	57
2.3 FINANCIAL PERFORMANCE	58
2.4 GROSS MARGIN	58
2.5 OPERATIONAL EXPENSES AND OPEX/CONSUMER	59
2.6 EBITDA	62
2.7 NON-RECURRING EBITDA EFFECTS	64
2.8 FINANCIAL RESULT	64
2.9 NET INCOME	64
2.10 INVESTMENTS	64
2.11 TAXES	65
3. RENEWABLES	66
3.1 OPERATIONAL PERFORMANCE	66
3.2 FINANCIAL PERFORMANCE	69
4. SANITATION	73
4.1 FINANCIAL PERFORMANCE	73
5. EQUATORIAL SERVIÇOS	75
6. SERVICES PROVIDED BY THE INDEPENDENT AUDITOR	76

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.

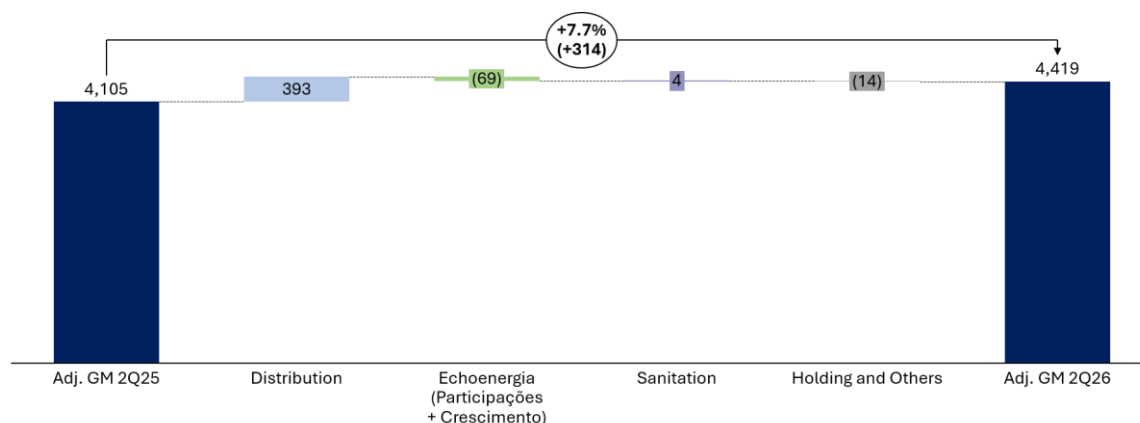
The consolidated operating information represents 100% of the results of direct and indirect subsidiaries.

7. CONSOLIDATED FINANCIAL PERFORMANCE

Income Statement	2Q25	2Q26	Δ%	Δ
R\$ million				
Gross Operating Revenues (GOR)	16,696	18,812	12.7%	2,116
Net Operating Revenues (NOR)	12,466	13,739	10.2%	1,273
Energy Purchase Cost	(8,161)	(8,724)	6.9%	(563)
Gross Profits	4,305	5,015	16.5%	710
Adjusted Gross Profits	4,105	4,419	7.7%	314
Operating Expenses	(776)	(1,359)	75.2%	(583)
Other Operational Revenues/Expenses	24	(196)	-914.4%	(221)
Equity Income	311	230	-26.2%	(82)
<i>Sabesp</i>	312	230	-26.2%	(82)
EBITDA	3,553	3,459	-2.6%	(94)
Adj. EBITDA	2,901	2,925	0.8%	24
Depreciation	(746)	(831)	11.4%	(85)
Goodwill Amortization	(81)	(113)	39.5%	(32)
Service Income (EBIT)	2,725	2,514	-7.7%	(211)
Financial Results	(1,350)	(1,670)	23.7%	(320)
Adjusted Financial Results, net	(1,331)	(1,749)	31.4%	(418)
EBT	1,375	845	-38.6%	(531)
Income Tax	(200)	(192)	-4.3%	9
Minorities	(216)	(168)	-22.4%	48
Net Income	959	485	-49.4%	(474)
Net Adjusted Income³	668	110	-83.5%	(558)
Investments	2,704	2,600	-3.8%	(104)

³Adjusted Net Income for 2Q25 considers the Transmission segment result; on a same-assets basis, the amount would have been R\$ 553 million.

1.1 ADJUSTED GROSS MARGIN



On a consolidated basis, Grupo Equatorial's Adjusted Gross Margin in 2Q26 showed a growth of 7.7% compared to 2Q25, totaling R\$ 314 million, already excluding the effects of construction revenue and IFRS effects (VNR and MtM).

The result is mainly explained by the increase in the gross margin of the Distribution segment (R\$ 393 million), due to margin growth at Equatorial Maranhão (R\$ 131 million), Equatorial Goiás (R\$ 114 million), CEEE-D (R\$ 93 million), Equatorial Piauí (R\$ 32 million), Equatorial Pará (R\$ 23 million), and Equatorial Amapá (R\$ 10 million), Equatorial Alagoas showed a slight decrease of (- R\$ 10 million).

The result was also negatively impacted by the gross margin of Echoenergia (-R\$ 69 million), while CSA's margin showed slight growth (R\$ 4 million).

In this quarter, the variation of parcel B tariff and market growth positively impacted the distribution margin by R\$ 224 million and R\$ 124 million, respectively.

The table below presents the non-recurring or non-cash effects on the gross margin:

Non Recurring Items Adjusted Gross Margin	Distribution	Echoenergia	Sanitation	Others	PPAs	2Q26 Total
Deductions from operating revenue	(322)	-	-	-	-	(322)
Reversal of Fines and Interest - Acordo Gaúcho	(355)	-	-	-	-	(355)
PIS/COFINS - Acordo Gaúcho	33	-	-	-	-	33
Net Operating Revenue	(322)	-	-	-	-	(322)
IFRS Adjustments (VNR/MtM)	(300)	-	-	26	-	(273)
Adjusted Gross Margin	(621)	-	-	26	-	(595)

Below is the detail of the non-recurring effects that impact the Gross Margin:

Deductions from Gross Operating Revenue:

- (iv) *Acordo Gaúcho: Gain of R\$ 355 million from the reversal of interest and fines, resulting from a 75% discount applied in the negotiation, which was partially offset by R\$ 33 million in PIS/COFINS on the gain (net positive effect of R\$ 322 million);*
- (v) *IFRS Adjustments (VNR): In the Distribution segment, the amount refers to the update of the financial asset (R\$ 300 million), with emphasis on the Discos of PA, MA, and GO. With the renewal of the concessions for Pará and Maranhão in May 2026, a relevant portion of the financial asset was reclassified to an intangible asset. Still, until the renewal date, the monetary update by the IPCA on this base generated a relevant impact on the quarter's result;*
- (vi) *IFRS Adjustments (MtM): In "Others," we removed the mark-to-market (MtM) effect on the trading company's contracts (R\$ 26 million).*

1.2 COSTS AND EXPENSES

Operating Expenses	2Q25	2Q26	Δ%	Δ
R\$ million				
(+) Personnel	325	423	30%	98
(+) Materials	54	35	-35%	(19)
(+) Third Party Services	758	684	-10%	(74)
(+) Others	68	86	26%	18
(=) Reported OPEX	1,204	1,227	1.9%	23
<i>Non-Recurring Adjustments (OPEX)</i>	(57)	-	-100%	57
Adjusted OPEX	1,147	1,227	7.0%	80
(+) Total Provisions	(157)	320	303%	478
(+) CCC Subvention	41	42	2%	1
(+) Other Operating Expenses (Revenues)	(24)	196	-914%	221
<i>(+) Removal Costs</i>	71	143	102%	72
<i>(+) Others Non-Cash Costs</i>	(95)	53	156%	148
(+) Depreciation and Amortization	746	831	11%	85
Total	1,810	2,617	44.6%	807
<i>Non-Recurring Adjustments (Provisions)</i>	(9)	-	100%	9
Adjusted Total	1,744	2,617	50.1%	873
IPCA (12 months)	4.64%			
IGPM (12 months)	3.16%			

Starting in 2026, the cash-effect amounts that were previously considered under the Other Operating Income/Expenses line were reclassified to the Removal Cost line. This new line refers to expenses related to asset removal (decommissioning) services, for example, poles, cables, or electrical grid equipment that need to be replaced or disposed of. It is worth noting that this expense is included in the actual OPEX in all mechanisms for defining Regulatory Operating Costs. Additionally, it should be noted that these expenses are directly related to the volume of capex and the intensity of the unitization and capitalization process of the projects, that is, they tend to vary throughout the tariff cycle according to each company's strategy for the timing allocation of investments.

Operating Expenses	2Q25	Δ DisCo	Δ Sanitation	Δ Echoenergia	Δ Others*	2Q26	Δ%	Δ
R\$ million								
(+) Personnel	325	84	4	0	9	423	30.2%	98
(+) Materials	54	(19)	0	0	(0)	35	-34.7%	(19)
(+) Third Party Services	758	(62)	(20)	2	7	684	-9.8%	(74)
(+) Others	68	9	(14)	(1)	24	86	26.5%	18
(=) Reported PMSO	1,204	11	(29)	2	40	1,227	1.9%	23
<i>Non-Recurring Adjustments (OPEX)</i>	(57)	52	5	-	-	-	-100.0%	57
Adjusted PMSO	1,147	63	(24)	2	40	1,227	7.0%	80
(+) Total Provisions	(157)	50	-	1	427	320	303.4%	478
(+) CCC Subvention	41	1	-	-	0	42	2.1%	1
(+) Other Operating Expenses (Revenues)	(24)	227	-	2	(9)	196	914.4%	221
(+) Depreciation and Amortization	746	81	1	2	1	831	11.4%	85
Total	1,810	370	(28)	7	459	2,617	44.6%	807
<i>Non-Recurring Adjustments (Provisions)</i>	(9)	9	-	-	(0)	-	100.0%	9
Adjusted Total	1,744	431	(23)	7	459	2,617	50.1%	873
IPCA (12 months)				4.64%				
IGPM (12 months)				3.16%				

*Includes PPAs and Eliminations

The Adjusted OPEX increased by 7% in the quarterly comparison, from R\$ 1,147 million to R\$ 1,227 million. The main effects on the Adjusted OPEX for the quarter are:

Distribution:

- (v) *Increase in Personnel expenses by R\$ 84 million, reflecting efforts to insource teams at the Discos of Pará (Southern Region), Alagoas, and Goiás, and for grid maintenance, on-call services, vegetation management, and live-line activities (including the Uruaçu unit in Goiás), with an increase in headcount, as well as salary adjustments and benefits. This quarter also reflected an increase of approximately R\$ 17 million in provisions for long-term incentives (ILP) and contractual adjustments, largely due to the appreciation of the Company's shares during the measurement period, which impacts the valuation of these programs. Excluding this effect, the growth in this line would have been 2.8%;*
- (vi) *Reduction of R\$ 19 million in the Materials line, due to optimization in the use of maintenance materials;*
- (vii) *Reduction of R\$ 62 million in Third-Party Services, reflecting the insourcing of teams, reduction in right-of-way clearing and vegetation management services, and lower consulting expenses;*
- (viii) *Increase of R\$ 9 million in Others, mainly due to donations to the Equatorial Institute, which occurred in the 3rd quarter last year.*

Echoenergia:

- (ii) *Reduction of R\$ 24 million in Adjusted OPEX, due to the reclassification of part of the OPEX to the line of Charges for the use of the transmission and distribution system.*
It is worth noting that, starting in 2Q26, the Charges for the Use of the System began to be recorded directly in the "Charges for the Use of the System" line, no longer being recorded in OPEX. The values for 2Q25 were maintained as originally reported.

Others (Holding):

- (ii) *Increase of R\$ 24 million in the others line, impacted by R\$ 16 million due to the lower volume of closed FUNAC processes in the PPA of GO in 2Q26 compared to 2Q25, resulting in a relevant reduction of recognized contingency reversals.*

The Provisions line showed a 303% increase, mainly due to the comparison base of 2Q25, which was impacted by the reversal of provisions related to the PPA of Equatorial Goiás (R\$ 408 million) for successfully concluded processes,

which were classified as remote or probable. In 2Q26, the movement mainly reflects the evolution of PECLD by R\$ 50 million, being more relevant in the Discos of Maranhão, Piauí, and Goiás, in addition to the update of provisions for contingencies and the higher recognition of impairment and PECLD associated with FUNAC provisions (R\$ 70 million). The breakdown of the explanations for the movements of each segment is in their respective sections in the document

It is worth highlighting that during this quarter, the PECLD matrix was reviewed and updated to reflect changes in the risk profile of the customer portfolio in a more timely manner.

Below is the detail of the non-recurring/non-cash effect:

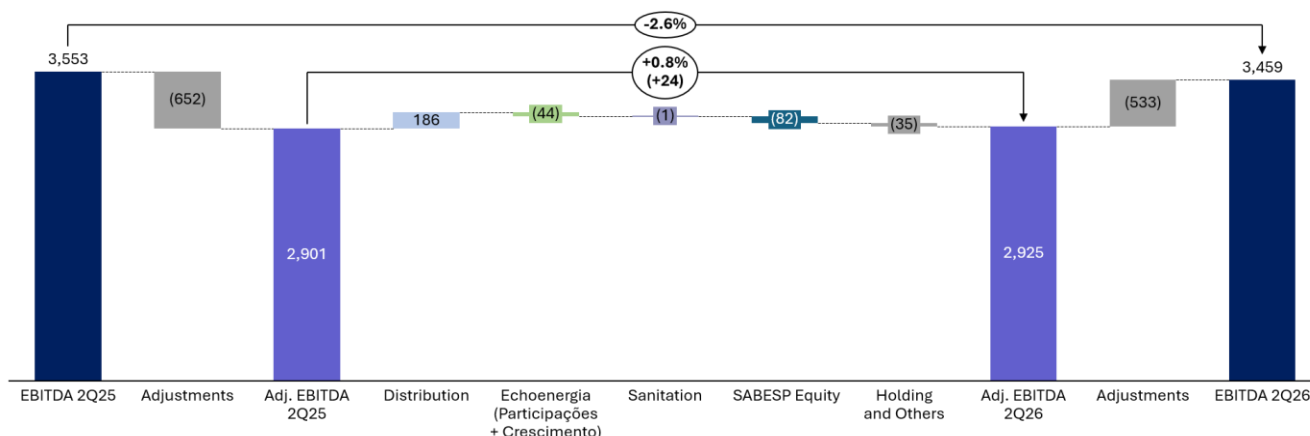
Non Recurring / Non Cash Costs	Distribution	Echoenergia	Sanitation	Others	PPAs	2Q26 Total
Other Non-Cash Costs	62	-	-	-	-	62

Other Non-Cash Costs

- (ii) *Recognition of R\$ 62 million in the distribution companies, related to asset write-offs.*

The individual impact by distribution company can be found in the non-recurring items table in the Distribution section.

1.3 EBITDA



Equatorial's reported EBITDA reached R\$ 3,459 million in 2Q26, a value 2.6% lower than the R\$ 3,553 million recorded in 2Q25. In the view adjusted for non-recurring and non-cash effects, EBITDA reached R\$ 2,925 million, 0.8% higher than the same period of the previous year, or R\$ 24 million higher, a growth mainly explained by the increase in the distribution segment of R\$ 186 million, resulting from the growth in gross margin.

On the other hand, the result was partially offset by the decline in generation, which impacted Echoenergia's EBITDA, and by the equity income from SABESP, which decreased by R\$ 82 million in the quarter. Adjusted EBITDA ex-Sabesp showed a growth of 4.1% in comparison between quarters.

The adjusted EBITDA already includes non-cash and IFRS adjustments (VNR and MtM). Below we present the EBITDA reconciliation, according to CVM Instruction 156/22.

EBITDA	2Q25	2Q26	Δ%	Δ
R\$ million				
EBITDA Equatorial IFRS	3,553	3,459	-2.6%	(94)
EBITDA Adjustments	(652)	(533)	-18.2%	119
Non Recurring Adjustments	(452)	(260)	-42.5%	192
(-) VNR	(208)	(300)	44.2%	(92)
(-) MtM	8	26	220.6%	18
EBITDA Equatorial (ex new assets)	2,901	2,925	0.8%	24

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

Non Recurring EBITDA	Distribution	Echoenergia	Sanitation	Others	PPAs	2Q26 Total
Gross Margin	(322)	-	-	-	-	(322)
IFRS Adjustments (VNR/MtM)	(300)	-	-	26	-	(273)
Adjusted Gross Margin	(621)	-	-	26	-	(595)
Other Non-Cash Costs	62	-	-	-	-	62
EBITDA Adjustments	(560)	-	-	26	-	(533)

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

1.4 FINANCIAL RESULT

Financial Result, net	2Q25	Δ DisCo	Δ Sanitation	Δ Echoenergia	Δ Others	2Q26	Δ%	Δ
R\$ million								
(+) Financial Income	316	39	(0)	5	1	360	14.1%	45
(+) Late Payment Charges - Energy Sales	162	(14)	(0)	(1)	-	147	-9.0%	(15)
(+) Debt Charges	(1,612)	(520)	(4)	(25)	43	(2,118)	31.4%	(506)
(+) CVA Charges	(8)	104	-	-	-	96	-1257.5%	104
(+) Commercial AVP	(9)	4	(0)	-	-	(4)	-47.9%	4
(+) Contingencies	(57)	(27)	(0)	-	1	(82)	43.9%	(25)
(+) Other Income / Expenses	(142)	142	0	8	(77)	(69)	-51.2%	73
Net Financial Result	(1,350)	(272)	(4)	(12)	(32)	(1,670)	23.7%	(320)
(+) Non Recurring Events	-	(79)	-	-	-	(79)	N/A	(79)
(-/+) Non Cash Effects	19	-	-	-	(19)	-	-100.0%	(19)
Adjusted Net Financial Result	(1,331)					(1,749)	31.4%	(418)

On a consolidated basis, the Company's reported financial result reached a negative R\$ 1,670 million against a negative R\$ 1,350 million in 2Q25, while the financial result adjusted for non-recurring and non-cash effects in 2Q26 was a negative R\$ 1,749 million, 31.4% higher compared to 2Q25. The worsening in the quarter's financial results is mainly explained by the growth in the debt balance, by 26.1%, in addition to the growth of the IPCA, the second most relevant index in the company's debt (0.93% in 2Q25 vs 1.42% in 2Q26).

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

Non Recurring Financial Result	Distribution	Echoenergia	Sanitation	Others	PPAs	2Q26 Total
Financial Result	(79)	-	-	-	-	(79)

Below is the detail of the non-recurring effect on the Financial Result:

- (ii) *Recognition of R\$ 78.5 million related to the reversal of interest and penalties on overdue ICMS payments made by CEEE-D prior to its privatization, resulting from the recalculation of credits related to the exclusion of ICMS from the PIS/COFINS tax base for prior periods. The recalculation resulted in an additional credit of R\$ 440.9 million compared to the amount previously recognized, of which R\$ 362.4 million (net of the improperly applied penalties and interest) will be returned to consumers, in accordance with applicable regulations.*

1.5 NET INCOME

On a consolidated basis, the net income for the period was R\$ 653 million, while the adjusted net income was R\$ 110 million.

Net Income	2Q25	2Q26	Δ%	Δ
R\$ million				
Distribution	620	789	27%	169
Echoenergia	(23)	(59)	160%	(37)
Echo Crescimento	(41)	(57)	39%	(16)
Serviços	7	(39)	N/A	(46)
CSA	(47)	(54)	15%	(7)
PPAs	561	-	-100%	(561)
Holding & Others	212	74	-65%	(139)
(=) Net Income	1,290	653	-49%	(637)
Total Adjustments	(622)	(543)	-13%	79
DisCos Adjustments	47	(362)	-874%	(409)
Echoenergia Adjustments	5	-	-100%	(5)
Sanitation Adjustments	-	-	N/A	-
Serviços Adjustments	-	-	N/A	-
PPAs & Holding Adjustments	(561)	-	-100%	561
Preferred Shares Adjustments	19	-	-100%	(19)
IFRS Adjustments (VNR and MtM)	(132)	(180)	37%	(49)
(=) Adjusted Net Income	668	110	-83.5%	(558)
(=) Net Income	1,290	653	-49.4%	(637)
<i>(-) Minorities</i>	<i>(216)</i>	<i>(168)</i>	<i>-22.4%</i>	<i>48</i>
(=) Net Income Ex Minorities	959	485	-49.4%	(474)
(=) Adjusted Net Income	553	110	-80.1%	(443)

The Company's minority interests were affected by the economic rights to dividends in the current year granted to the preferred shares (PNs) issued by Equatorial Distribuição and therefore do not reflect the actual economic interest held in Equatorial. Adjusted Net Income Attributable to Controlling Interests, for a more representative view, should take into consideration: (i) the minority interests of the group companies, which reached R\$ 60.8 million in the quarter, and (ii) the amount related to the CDI-based adjustment of the preferred shares, which amounted to R\$ 38.3 million in the quarter. After these adjustments, Net Income Excluding Minority Interests would have been R\$ 553.9 million.

Below, we present the non-recurring and non-cash effects that impacted the Company's earnings:

Non Recurring Net Profit	Distribution	Echoenergia	Sanitation	Others	PPAs	2Q26 Total
EBITDA Adjustments (Margin+Costs)	(322)	-	-	-	-	(322)
Financial Result Adjustments	(79)					(79)
Taxes	38					38
IFRS adjustments (VNR / MtM) net of tax	(198)			17		(180)
Total Adjustments Net Profit	(560)	-	-	17	-	(543)

The tax line adjusts the quarter's value for the incidence of taxes on the recurring result, and the IFRS Adjustments line brings the non-cash effects already net of taxes.

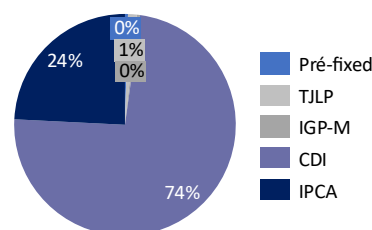
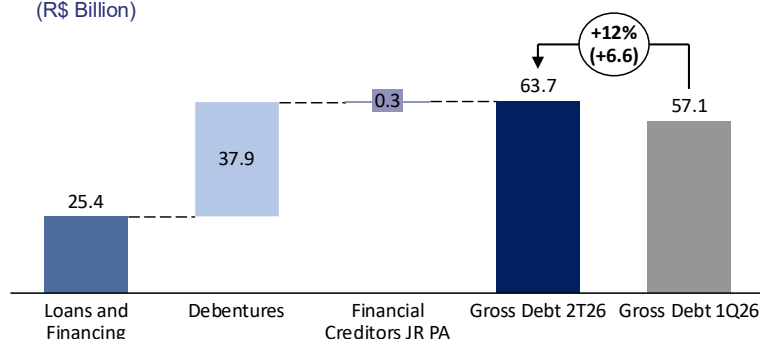
Below is the detail of the non-recurring effect on Net Income:

- (ii) *Non-recurring tax item in Alagoas of R\$ 38 million, refers to the reversal of the recognition of a deferred tax asset for IRPJ/CSLL, after identifying an improper entry in the work-in-progress asset item, not yet incorporated into the asset base.*

1.6 DEBT

In the quarter, the consolidated gross debt, considering loans and financing, financial creditors from judicial recovery (net of present value adjustment), and debentures, reached R\$ 63.7 billion, representing an increase of 12% compared to 1Q26, mainly due to the R\$ 5.1 billion financing raised to acquire a 30% stake in Copasa for R\$ 5.6 billion. For a more detailed breakdown of the debt, visit the IR website, in the section: Financial Information – Operational and Financial Data.

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

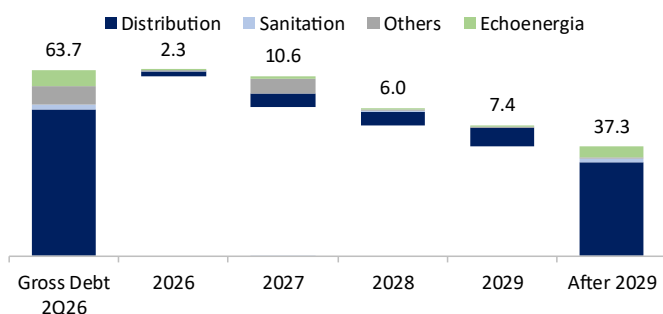
Build-up - Covenants	
Gross Debt	63.7
(-) Covenants Adjustments	1.9
(-) Cash	10.0
Net Debt	51.8
EBITDA Covenants	16.8
Net Debt / EBITDA	3.1x

Deadline and Average Cost

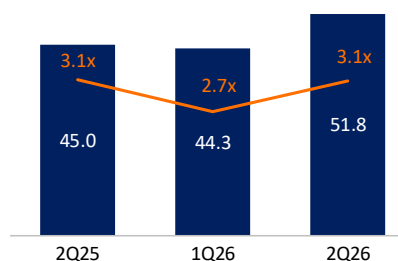
5.6 years / 14.15% p.a.

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

Amortization Schedule (R\$ Bi)



Historical Net Debt / EBITDA Covenants View (R\$ Bi)



The net debt calculated for covenant purposes reached R\$ 51.8 billion, implying a net debt/EBITDA ratio of 3.1x, and disregarding the capital gain from the Transmission sale, the net debt/EBITDA ratio is 3.6x. The covenant breakdown shows Equatorial's EBITDA plus the equity income from its investees, being 15% in SABESP and 30% in Copasa, for the last 12 months.

In the last 12 months, the portion of the group's debt indexed to the CDI had a cost of 15.44% p.a., or CDI + 0.57% p.a., while the portion of the debt indexed to the IPCA had an average cost of 10.39% p.a., or IPCA + 5.41% p.a.

The cash coverage for the Company's short-term obligations was 2.5x in 2Q26, well above 2Q25, due to the work of extending the debt maturities, which reduced short-term maturities.

1.7 INVESTMENTS

Investments	2Q25	2Q26	Δ%	Δ
R\$ million				
Distribution	2,674	2,527	-5%	(147)
Electrical Assets	2,101	1,933	-8%	-168
Special Obligations	430	460	7%	31
Non-Electrical Assets	144	134	-6%	-9
Renewables	11	48	341%	37
Operational Assets	21	48	126%	27
Projects in Development	(10)	(0)	-	10
Sanitation	13	12	-7%	(1)
Others	6	13	110%	7
Total Equatorial	2,704	2,600	-3.8%	(104)

The information related to the Investments made considers 100% of our assets in the reported periods. New assets are considered from their respective consolidation dates.

In 2Q26, consolidated investments totaled approximately R\$ 2.6 billion, a volume 3.8% lower than that recorded in 2Q25.

The reduction in investments between quarters reflects the volume invested in the distribution segment, especially in the electrical assets line, which registered a drop of 8%. This was influenced by factors such as a lower volume of material acquisitions for inventory, aligned with the strategy of prioritizing the use of existing stocks, and a reduction in the line of advances to suppliers, reflecting a lower need for advance payments for service acquisitions compared to the same period in 2025.

The Special Obligations line showed a relevant increase due to higher investments in the PLPT (Luz para Todos Program). The largest absolute impact was observed in Equatorial Piauí, with an increase of R\$ 24.41 million, mainly due to the growth in the financial volume in PLPT Remoto, driven by the increase in the number of connections, and the forecast of 15 thousand connections in the PLPT for 2026.

Investments in non-electrical assets in the distribution segment totaled R\$ 134.24 million, representing 5.3% of the total distribution CAPEX in 2Q26. In this line, investments in Strategic Projects stand out, totaling R\$ 46 million.

For more details, see the "Distribution" section.

1.8 ESG (Environmental, Social and Governance)

Grupo Equatorial ends this quarter reaffirming its commitment to the ESG agenda, with advances on the environmental, social, and governance fronts that consolidate sustainability as a strategic pillar of the business.

In the environmental field, the highlight was achieving the Gold Seal of the Brazilian GHG Protocol Program, the highest level of recognition granted to corporate inventories of greenhouse gas emissions. The certification attests that the Group's emissions inventory is complete, follows the program's methodological criteria, and has undergone independent third-party verification, a result of the joint work of the Environment Management with the company's other areas. The inventory was registered in the Public Emissions Registry of the Brazilian GHG Protocol Program and will be available for consultation on the Fundação Getúlio Vargas website starting in August 2026.

On the governance and corporate reputation front, the Equatorial Group won 1st place in the Energy category of the 2026 edition of the "Melhores ESG" award by Exame magazine, in a ceremony held in São Paulo at the end of May. The award evaluated 16 sectoral categories with a methodology developed in partnership with Ibmecc, combining technical evaluation, media exposure, and institutional validation.

Also in June, the Equatorial Group's 2026 Sustainability Report was released, a document that presents substantive improvements over the previous year's edition, reinforcing the transparency and depth of information related to the company's ESG practices.

In the social pillar, the semester also recorded an increase of R\$ 2.3 million in private social investments compared to the same period last year, a reflection of the strengthening of initiatives led by the Equatorial Institute. Among them, the certification of the first Maranhão class of the "Energia Feminina" project gained prominence: 112 women in situations of social vulnerability completed training in entrepreneurship, financial management, digital marketing, and energy efficiency, promoted by the Equatorial Institute in partnership with CIEDS. From the first phase, 52 entrepreneurs were selected for the second stage of the program, which will feature business incubation and seed capital investment, culminating in a product exhibition fair at the end of six months.

Learn more about our key indicators, disclosed quarterly, in the table below.

ESG Indicators	Measure	2Q25	2Q26	Δ%
Environmental				
Consumption of Renewable Fuels in the Administrative Fleet	L	247,808	222,207	-10.3%
Sf6 Emission Intensity	tCO2eq/GWh	0	0	-23.2%
# of Connections in Remote Areas via SIGFI (Individual Electric Power Generation System with Intermittent Source)	#	3,230	6,110	89.2%
Investments in R&D and Energy Efficiency in the Environment	R\$ thousand	28,642	31,225	9.0%
Social				
% of Women in the Equatorial Energia Group	%	33%	33%	-1.3%
% of Women in Leadership Positions x Total Leaders	%	23%	23%	-2.0%
% of Blacks in Leadership Positions x Total Leaders	%	8%	7%	-18.1%
% de Fornecedores Locais	%	46%	59%	26.9%
Social Investments	R\$ thousand	7,029	9,333	32.8%
TF Own	#	125	8	-93.6%
TF Third Party Employees	#	209	35	-83.3%
Number of employee deaths (own + third parties)	#	0	0	N/A
Número de Acidentes com a População	#	0	1	N/A
Number of Consumer Units (CUs) benefiting from the Social Electricity Tariff (TSEE)	#	4,457	4,302	-3.5%
Governance				
% of Independent Directors ¹	%	88%	88%	0 p.p.
% of Women on the Board	%	14%	14%	0 p.p.
% of Employees Trained on the Integrity Track	%	98%	91%	-7 p.p.
Cases Registered on the Ethics Channel	#	247	249	0.8%

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

8. DISTRIBUTION

2.1 COMMERCIAL PERFORMANCE

Operational Data		2Q25								2Q 26							
	Unit	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total
SIN Injected Energy	GWh	2,494	3,710	1,340	1,290	2,341	449	4,575	16,199	2,536	3,866	1,309	1,294	2,407	443	4,677	16,532
Isolated Systems	GWh	0	75	0	0	0	14	0	90	1	67	1	0	0	16	0	85
Distributed Generation Injected Energy	GWh	232	354	242	174	114	31	708	1,855	290	429	293	201	158	40	965	2,377
Total Gross Energy Injected	GWh	2,726	4,138	1,582	1,464	2,455	494	5,283	18,143	2,827	4,363	1,603	1,495	2,565	499	5,642	18,994
Total Gross Energy Injected Var. (%)	%									3.7%	5.4%	1.3%	2.1%	4.5%	1.1%	6.8%	4.7%
Residential - conventional	GWh	718	759	309	311	716	103	1,330	4,247	734	787	296	312	783	112	1,292	4,315
Residential - low income	GWh	432	445	200	189	129	79	254	1,727	489	487	218	200	130	81	298	1,883
Industrial	GWh	25	47	14	18	43	7	67	220	21	39	12	12	28	6	55	173
Commercial	GWh	132	269	109	113	313	49	374	1,359	128	258	102	102	296	48	333	1,267
Others	GWh	407	397	240	169	251	43	794	2,301	415	405	227	164	226	42	780	2,259
Captive Consumers	GWh	1,714	1,917	872	799	1,452	281	2,820	9,855	1,766	1,977	857	790	1,462	288	2,757	9,896
Industrial	GWh	122	394	45	181	318	6	985	2,050	126	414	46	131	330	6	1,022	2,076
Commercial	GWh	154	275	79	93	263	20	244	1,129	164	301	87	70	290	22	278	1,211
Others	GWh	12	38	21	41	75	3	73	264	19	48	26	27	96	4	83	303
Free Consumers	GWh	288	707	144	316	656	30	1,303	3,443	309	763	159	228	716	32	1,384	3,590
Connection - Other DisCos	GWh	4	8	48	4	20	0	2	86	4	8	48	3	18	0	1	83
Billed Energy	GWh	2,006	2,632	1,065	1,118	2,128	310	4,125	13,384	2,079	2,748	1,064	1,021	2,196	320	4,141	13,569
Billed Var. (%)	%									3.6%	4.4%	0.0%	-8.7%	3.2%	3.0%	0.4%	1.4%
SCEE - GDII + GD IIII	GWh	68	130	70	47	24	17	184	539	104	185	96	71	50	27	409	943
Wire B Market	GWh	2,074	2,762	1,134	1,165	2,153	327	4,308	13,923	2,183	2,933	1,161	1,092	2,246	347	4,551	14,512
Wire B Market Var. (%)	%									5.3%	6.2%	2.3%	-6.3%	4.3%	6.1%	5.6%	4.2%
Total Distributed Market (Total Wire B Market + Compensated DG I)	GWh	2,194	2,913	1,251	1,246	2,192	337	4,597	14,730	2,313	3,096	1,287	1,287	2,307	356	4,839	15,484
Distributed Market Var. (%)	%									5.4%	6.3%	2.8%	3.3%	5.2%	5.7%	5.3%	5.1%
Total Measured Energy + Pass-through	GWh	2,167	2,901	1,298	1,234	2,180	342	4,783	14,906	2,309	3,100	1,327	1,280	2,294	361	5,043	15,714
Total Measured Energy + Pass-through Var. (%)	%									6.6%	6.8%	2.2%	3.7%	5.2%	5.5%	5.4%	5.4%
# of Consumers	MIL	2,820	3,064	1,558	1,403	1,978	264	3,479	14,568	2,883	3,117	1,596	1,438	2,031	276	3,651	14,993
# of Consumers Var. (%)	%									2.3%	1.7%	2.4%	2.5%	2.7%	4.6%	4.9%	2.9%

LOSSES (12 months)

DisCos	2Q25	1Q26	2Q26	Regulatory 2Q26 Homologated after CP 09	Regulatory LTM after CP 09	Δ 2Q25	Δ 1Q26	Δ Regulatory ²
Consolidated	18.1%	18.0%	17.9%	18.9%	-	-0.2%	-0.1%	-1.0%
Equatorial Maranhão	19.2%	19.2%	18.7%	19.1%	-	-0.5%	-0.5%	-0.4%
Equatorial Pará	29.4%	29.7%	29.5%	28.9%	-	0.1%	-0.2%	0.6%
Equatorial Piauí	17.6%	17.1%	16.9%	19.3%	-	-0.6%	-0.2%	-2.4%
Equatorial Alagoas	16.9%	16.4%	16.1%	18.0%	18.5%	-0.8%	-0.3%	-2.4%
CEEE-D	13.0%	13.1%	12.9%	12.5%	-	-0.1%	-0.2%	0.3%
CEA ¹	31.3%	30.2%	29.5%	33.2%	-	-1.8%	-0.7%	-3.7%
Equatorial Goiás	10.3%	10.0%	10.3%	12.8%	-	0.0%	0.3%	-2.5%

¹ Regarding the tariff coverage for CEA's energy purchase, it is important to note that in addition to the usual value implicit in the regulatory loss level, Aneel made available in the Sparta of the 2025 RTA an additional amount of R\$ 55.3 million, approved via REH, which refers to the sole paragraph of art. 4 b of Law 12,111, of December 9, 2009. This complementary mechanism, provided by law, expires in the 2026 tariff process.

² The regulatory loss delta for Alagoas already considers the 12-month result of the Post-CP 09 Losses. The others will be included after the next RTA.

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

CONTRACTING LEVEL (12 months)

Below, we present the expected contracting level of the distribution companies for the second quarter of 2026, both in the view with and without adjustments resulting from involuntary overcontracting.

2Q26	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO
% of contraction	101.28%	101.37%	104.31%	103.58%	101.50%	127.99%	105.87%
% excluding involuntary	101.28%	101.37%	104.31%	103.58%	101.50%	100.00%	100.00%

In 2Q26, AP and GO showed contracting above 105% of the load, in both cases due to involuntary over-contracting. In Amapá, the effect stems from legacy contracts signed in 2015, when CEA was not yet part of the SIN (National Interconnected System) and higher growth than realized was projected. In Goiás, the surplus was addressed in April/26 with the return of contracts via MCSD at the CCEE, bringing the Disco back within the limit. Disregarding the involuntary over-contracting, both are below 105%.

PDA and COLLECTION - QUARTER

PDA / GOR ¹	2Q25	2Q26	Δ	Collection Index	2Q25	2Q26	Δ
Equatorial Maranhão	1.05%	2.37%	1.32 p.p.	Equatorial Maranhão	97.55%	95.12%	-2.43 p.p.
Equatorial Pará	2.43%	2.18%	-0.25 p.p.	Equatorial Pará	95.04%	95.16%	0.12 p.p.
Equatorial Piauí	1.49%	2.21%	0.72 p.p.	Equatorial Piauí	100.14%	95.96%	-4.18 p.p.
Equatorial Alagoas	1.16%	0.16%	-1 p.p.	Equatorial Alagoas	99.35%	99.36%	0.01 p.p.
CEEE-D	0.20%	-0.05%	-0.24 p.p.	CEEE-D	99.90%	100.81%	0.91 p.p.
CEA	1.20%	0.49%	-0.7 p.p.	CEA	99.49%	100.58%	1.09 p.p.
Equatorial Goiás	0.33%	0.66%	0.33 p.p.	Equatorial Goiás	98.90%	98.12%	-0.78 p.p.
Consolidated	1.11%	1.26%	0.15 p.p.	Consolidated	98.09%	97.32%	-0.77 p.p.

¹ Does not consider construction revenues.

As mentioned in the consolidated section, this quarter, there was a review and update of the PECLD matrix, aiming to reflect more timely the variations in the risk profile of the client portfolio. Thus, on a consolidated basis, the group's PECLD reached 1.26% of GOR (Gross Operating Revenue) against 1.11% in 2Q25, with marginal growth between quarters. This result is mainly a reflection of the performance of Equatorial Maranhão, Piauí, and Goiás.

The effects that impacted the PECLD line of the Discos are detailed in the costs and expenses section.

The companies' collection ended the quarter at a consolidated level of 97.32%, with highlights to the collection levels of CEA (100.58%), CEEE-D (100.81%), and Equatorial Alagoas (99.36%). On the other hand, there was lower collection at Equatorial MA, PI, and GO, mainly influenced by the increase in delinquency resulting from the possibility of title changes, combined with the growth in billing in the month of June and a reduction in collection actions during the period.

The Discos of PI, MA, and PA still reflect the effects of the tariff processes, with the increase in tariffs. We are working to address these deviations by intensifying communication and using other collection tools, such as collection drives and campaigns.

2.2 OPERATIONAL PERFORMANCE

DEC and FEC (12 months)

DisCos	2Q25	1Q26	2Q26	Regulatory	Δ 2Q25	Δ 1Q26	Δ Regulatory
DEC							
Equatorial Maranhão	12.5	13.2	12.3	13.7	-0.2	-0.9	-1.4
Equatorial Pará	18.1	15.5	15.4	20.3	-2.6	-0.1	-4.8
Equatorial Piauí	16.7	18.4	17.7	18.0	1.0	-0.7	-0.3
Equatorial Alagoas	16.8	13.6	13.4	14.1	-3.4	-0.3	-0.7
CEEE-D	13.9	10.2	9.8	7.6	-4.2	-0.4	2.2
CEA	30.5	26.8	24.3	44.3	-6.2	-2.5	-20.0
Equatorial Goiás	14.8	11.4	11.1	11.0	-3.7	-0.4	0.1
FEC							
Equatorial Maranhão	5.3	6.3	5.9	7.9	0.6	-0.3	-1.9
Equatorial Pará	7.4	6.8	7.0	14.6	-0.4	0.2	-7.6
Equatorial Piauí	6.2	6.6	6.2	11.0	-0.1	-0.4	-4.9
Equatorial Alagoas	6.0	5.2	5.1	10.8	-0.9	-0.2	-5.7
CEEE-D	5.7	4.5	4.4	5.3	-1.3	-0.2	-0.9
CEA	13.4	11.8	11.2	30.0	-2.2	-0.6	-18.9
Equatorial Goiás	6.9	5.3	5.2	7.1	-1.6	0.0	-1.9

In 2Q26, Grupo Equatorial showed a sequential improvement in its continuity indicators, with a reduction in DEC across all seven Discos compared to 1Q26. The highlight was Equatorial Piauí, which reduced its DEC to 17.7 h and returned to compliance with the regulatory limit (18.0 h), followed by CEA, which recorded the largest reduction of the quarter (-2.5 h).

In the annual comparison, DEC decreased in six of the seven concessions compared to 2Q25, with notable reductions at CEA (-6.2 h), CEEE-D (-4.2 h), and Goiás (-3.7 h), reflecting the maturation of grid investments and the effectiveness of maintenance processes.

Currently, five of Equatorial's seven concessions are within the regulatory limit for DEC, and all the group's Discos are within the regulatory limit for FEC. CEEE-D and Equatorial Goiás continue a path to compliance, with a focus on strengthening the grid and increasing operational resilience.

2.3 FINANCIAL PERFORMANCE

2.4 GROSS MARGIN

Operating Revenues	2Q25								2Q26								Δ%
R\$ million	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total	Total
(+) Gross Supply Revenues	1,526	2,285	887	762	1,164	288	2,528	9,440	1,790	2,352	1,029	784	1,452	304	2,840	10,550	12%
Unbilled Income	33	46	12	(9)	(72)	4	(35)	(21)	9	28	13	34	(67)	2	(19)	0	-100%
(+) Demand Excess / Reactive Surplus	(5)	(12)	(3)	(4)	(9)	(1)	(22)	(56)	(5)	(13)	(4)	(3)	(9)	(1)	(24)	(59)	5%
(+) Other Revenues (R\$ MM)	404	668	194	217	336	77	594	2,490	470	849	270	224	749	76	886	3,525	42%
Low Income Subsidy	91	121	52	49	19	11	49	392	157	184	93	73	28	15	80	630	61%
CDE Subvention	62	230	55	61	55	33	149	645	87	250	75	59	90	30	232	823	27%
Grid Usage	69	172	41	70	210	17	303	882	92	193	55	55	203	18	424	1,040	18%
Financial Asset Update	115	57	3	2	9	1	21	208	69	140	7	6	24	2	51	300	44%
Financial Asset Write-off	29	32	15	13	5	9	-	102	23	28	11	11	7	4	10	94	-8%
Late Payment Fine	15	22	9	8	10	3	23	91	17	23	10	8	14	3	27	102	13%
(+) Other Operating Revenues / Expenses	24	34	19	12	29	3	50	170	24	32	18	12	384	3	62	535	214%
Mutual Use	14	21	8	6	25	2	32	107	15	21	7	6	25	2	34	110	3%
(+) Supply (R\$ MM)	10	50	15	25	22	34	65	221	(24)	(39)	(29)	(1)	(32)	67	118	59	-73%
(+) Parcel A Revenues (R\$ MM)	65	42	46	28	226	37	471	915	242	344	70	157	212	133	160	1,317	44%
(+) Construction Revenues	303	856	224	179	302	102	708	2,674	330	716	239	188	282	97	675	2,527	-5%
(=) Gross Operating Revenues	2,305	3,889	1,363	1,207	2,040	537	4,343	15,685	2,803	4,210	1,574	1,348	2,653	676	4,656	17,920	14%
Deductions from Operating Revenues	(619)	(877)	(352)	(309)	(634)	(113)	(1,223)	(4,127)	(809)	(969)	(484)	(353)	(793)	(134)	(1,427)	(4,968)	20%
PIS and COFINS	(499)	(714)	(284)	(241)	(418)	(91)	(787)	(3,036)	(633)	(742)	(389)	(266)	(488)	(103)	(864)	(3,483)	15%
Quality Indicator Compensations	(8)	(11)	(8)	(7)	(10)	(3)	(40)	(87)	(8)	(9)	(8)	(5)	(13)	(2)	(26)	(71)	-18.3%
Consumer Charges	(112)	(152)	(60)	(61)	(206)	(18)	(396)	(1,004)	(168)	(219)	(87)	(82)	(292)	(29)	(537)	(1,413)	41%
(=) Net Operating Revenues	1,686	3,013	1,011	898	1,406	425	3,120	11,558	1,994	3,240	1,090	996	1,860	542	3,229	12,952	12%
(-) Construction Revenues	(303)	(856)	(224)	(179)	(302)	(102)	(708)	(2,674)	(330)	(716)	(239)	(188)	(282)	(97)	(675)	(2,527)	-5%
(=) Net Operating Revenues w/o Construction Rev	1,383	2,157	787	719	1,104	323	2,412	8,884	1,663	2,524	851	808	1,579	444	2,554	10,424	17%
(-) Energy Purchase and Transmission	(694)	(1,041)	(392)	(374)	(797)	(162)	(1,445)	(4,903)	(889)	(1,302)	(420)	(469)	(842)	(272)	(1,444)	(5,637)	15%
(=) Gross Margin	689	1,116	395	345	307	161	967	3,980	775	1,222	432	339	737	172	1,111	4,787	20%
(+) Non Recurring Adjustments	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(322)	-	-	(322)	N/A
(-) VNR	(115)	(57)	(3)	(2)	(9)	(1)	(21)	(208)	(69)	(140)	(7)	(6)	(24)	(2)	(51)	(300)	44%
(=) Adjusted Gross Margin (ex-VNR)	574	1,059	392	343	299	160	946	3,772	705	1,082	424	333	391	170	1,060	4,166	10%
Δ% Adjusted Gross Margin									22.9%								

In 2Q26, the Adjusted Gross Margin of the Discos ex-VNR reached R\$ 4.1 billion, 10% higher than the same period last year, mainly influenced by the positive variation of parcel B tariff (R\$ 224 million), market growth (R\$ 124 million), and improvement in the loss delta (R\$ 115 million). Equatorial Maranhão was the Disco that contributed the most to the positive margin variation in the quarter (+ R\$ 131 million), mainly due to the effect of the tariff review which increased RAB from R\$ 4.4 billion to R\$ 7.4 billion.

2.5 OPERATIONAL EXPENSES AND OPEX/CONSUMER

Operating Expenses	2Q25								2Q26								Δ%
	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total	
R\$ million																	
(+) Personnel	44	57	25	25	33	14	54	253	50	62	35	37	43	13	98	337	33.3%
(+) Material	5	7	2	5	5	2	19	45	8	9	4	4	(11)	1	11	26	-42.6%
(+) Third Party Services	107	151	69	45	116	21	243	751	109	144	64	39	115	16	202	688	-8.3%
(+) Others	10	6	6	4	2	1	7	37	7	14	6	4	9	2	3	45	23.5%
(=) OPEX	166	221	103	79	156	38	322	1,085	174	228	109	84	155	32	314	1,097	1.0%
Others Adjustments	-	(22)	(3)	(4)	6	(5)	(24)	(52)	-	-	-	-	-	-	-	-	-100.0%
Adjusted OPEX	166	199	100	76	161	32	299	1,034	174	228	109	84	155	32	314	1,097	6.1%
PDA	21	74	17	12	3	5	12	144	59	76	30	2	(1)	3	26	194	34.5%
% GOR (w/o Construction Revenues)	1.05%	2.43%	1.49%	1.16%	0.20%	1.20%	0.33%	1.11%	2.37%	2.18%	2.21%	0.16%	-0.05%	0.49%	0.66%	1.26%	
Provision for Contingencies	4	3	2	3	22	0	18	53	5	3	2	0	18	1	21	51	-4.4%
FUNAC Provisions	-	-	-	-	-	-	67	67	-	-	-	-	-	-	70	70	3.8%
(+) Provisions	25	77	19	15	26	5	97	265	64	79	32	2	17	4	117	315	18.9%
Adjustments (Provisions)	-	-	-	-	28	-	(37)	(9)	-	-	-	-	-	-	-	-	-100.0%
(=) Adjusted Provisions	25	77	19	15	54	5	60	256	64	79	32	2	17	4	117	315	23.1%
(+) CCC Subvention	12	25	-	-	-	4	0	41	0	35	-	-	-	7	-	42	2.0%
(+) Removal Costs	8	6	2	3	16	4	31	71	8	17	3	4	71	11	29	143	102.4%
(+) Others Non-Cash Costs	(30)	11	2	6	(7)	3	(77)	(93)	11	11	(4)	(1)	43	1	1	62	-166.0%
(+) Other Operating Expenses (Revenues)	(22)	17	4	9	9	6	(46)	(23)	19	28	(1)	2	114	12	29	293	1000.0%
(+) Depreciation and Amortization	91	223	46	35	67	16	185	662	19	28	(1)	2	114	12	29	205	-69.1%
(=) Manageable Expenses	272	563	172	139	257	68	559	2,030	277	397	138	91	401	68	489	1,861	-8.4%
Adjusted OPEX/Consumer (12m)	247	242	251	218	309	528	349	281	259	271	276	241	324	497	332	293	4.0%
Δ% OPEX per consumer									4.9%	12.3%	10.1%	10.5%	4.7%	-5.8%	-4.9%		
Adjusted OPEX+Compensations/Consumer (12m)	256	258	268	227	344	564	400	307	271	283	294	251	343	531	362	311	1.2%
Δ% OPEX + Compensation per Consumer									5.8%	9.5%	9.5%	10.6%	-0.5%	-5.9%	-9.4%		

MARANHÃO

In the quarterly comparison, the 12-month Adjusted OPEX/Consumer increased by 4.9%, totaling R\$ 259. The adjusted OPEX for the period increased by 4.7%, or R\$ 7.9 million higher than in the same period of the previous year.

The increase for the quarter comes mainly from the **Personnel** line (R\$ 5 million) and **Materials** (R\$ 3 million). In the personnel line, the increase is due to salary adjustments and headcount increase, in addition to the effects of ILP which represented R\$ 12 million, partially offset by greater sharing of operating expenses with other Discos. In materials, the growth was caused by the acquisition of IT materials and PPE/EPC.

PECLD reached R\$ 59 million in 2Q26 and represents 2.37% of GOR, an increase of R\$ 38 million compared to 2Q25. The increase mainly reflects the greater aging of debt, concentrated mainly in the residential and retail segments, influenced by the average percentage of the MA tariff adjustment of 17.90%. The update of the PECLD matrix accounted for R\$ 8.7 million.

PARÁ

In 2Q26, the 12-month Adjusted OPEX/Consumer increased by 12.3%, totaling R\$ 271. The adjusted OPEX for the period reached R\$ 228 million, 14.6% higher than 2Q25, or R\$ 29.1 million.

The increase in Adjusted OPEX for the quarter is mainly concentrated in the **Third-Party Services** line (R\$ 14 million) due to consultancies, collection costs with hazard pay, and maintenance costs. In the **Others** line (R\$ 8 million), a large part of the growth refers to the anticipation of the contribution window to the Equatorial Institute, which in 2025 was paid in the third quarter.

In 2Q26, PECLD reached R\$ 76 million, representing 2.18% of GOR, showing an increase of only R\$ 2 million compared to 2Q25, influenced by the aging of public sector invoices, however, it showed a 0.25 p.p. reduction in the ratio over GOR. The matrix update contributed positively to reduce the provision by R\$ 2 million in the period.

PIAUI

The Adjusted OPEX/Consumer (12 months) recorded R\$ 276, an increase of 10.1% against 2Q25, while the adjusted OPEX grew 8.9%, or R\$ 8.9 million.

This variation is mainly the result of the **Personnel** line (R\$ 10 million) which was impacted by a higher PLR provision (R\$ 3 million), salary adjustment, and headcount increase.

The **PECLD** for the quarter was R\$ 30 million, 2.21% of GOR, an increase of R\$ 12 million compared to 2Q25. The effect of the matrix update had a negative impact of R\$ 6.2 million, in addition to higher delinquency in residential classes and debt aging.

ALAGOAS

The Adjusted OPEX/Consumer (12 months) was R\$ 241, 10.5% higher than 2Q25, while the adjusted OPEX grew 11.5%, or R\$ 8.7 million.

The increase in OPEX for the quarter was concentrated in the **Personnel** line, which grew R\$ 12 million, due to salary adjustment, increase in overtime, and higher variable compensation (PLR and ILP). Excluding ILP (R\$ 6 million), linked to the share performance, the Adjusted OPEX would have grown 4.5%.

In Alagoas, the **PECLD** for the quarter was R\$ 2 million, representing 0.16% of GOR, a reduction of R\$ 10 million compared to 2Q25. The effect of the matrix update had a positive impact of R\$ 5.5 million, in addition to large negotiations with some municipalities.

CEEE-D

The Adjusted OPEX/Consumer (12 months) was R\$ 324, an increase of 4.7%. The adjusted OPEX for the period fell by R\$ 6.3 million, or 3.9% compared to 2Q25.

The drop in OPEX is mainly due to the reduction in the **Materials** line (R\$ 17 million), due to the reclassification of investment items that had been mistakenly launched in materials. This effect was partially reduced by the increase in the **Personnel** line (R\$ 9 million), due to an update in expense sharing and a bonus for corporate employees (R\$ 4 million) and FGTS fines.

The **PECLD/GOR** for the period reached a reversal of - 0.05%, or -R\$ 1 million, a reduction of R\$ 5 million compared to 2Q25, positively impacted by the matrix update.

CEA

The Adjusted OPEX/Consumer (12 months) was R\$ 497, a value 5.8% lower than the same period of the previous year. CEA's adjusted OPEX was R\$ 32 million, 0.6% lower than 2Q25, practically stable, reflecting the reallocation of costs via in-sourcing, reducing the **Materials** line by R\$ 1 million in PPE and EPC optimization.

In 2Q26, the **PECLD/GOR** was 0.49% or R\$ 3 million, a reduction of R\$ 2 million compared to 2Q25, positively impacted by the matrix update.

GOIÁS

The Adjusted OPEX/Consumer (12 months) was R\$ 332 in 2Q26, a result of 4.9% lower compared to 2Q25. The adjusted OPEX was R\$ 314 million, 5% higher than the same period of the previous year, or R\$ 14.8 million.

The increase in Adjusted OPEX for the quarter was concentrated in the **Personnel** line (R\$ 44 million), focused on the provision for variable compensation and long-term incentives (ILP) of R\$ 14 million, influenced by performance and share price. The period also reflected the advancement of in-sourcing (with the internalization of teams in Uruaçu, +416 positions), contractual adjustments, and inflation. Excluding variable compensation and ILP, the adjusted OPEX would have grown 0.4% in the quarter. These values are partially offset by the reduction in **Materials** (R\$ 8 million), **Third-Party Services** (R\$ 17 million), and **others** (R\$ 4 million).

In 2Q26, **PECLD** recorded R\$ 26 million for the quarter, or 0.66% of GOR, an increase of R\$ 14 million compared to 2Q25, bearing in mind that in 2Q25 GO had not yet fully adopted the PECLD provision matrix methodology.

2.6 EBITDA

EBITDA	2Q25								2Q26								Δ%
R\$ million	MA	PA	PI	AL	CEEE-D	CEA	GO	Total	MA	PA	PI	AL	CEEE-D	CEA	GO	Total	Total
(+) Net Income	276	361	96	106	(235)	12	5	620	251	386	111	56	73	(6)	(84)	789	27.2%
(+) Income Tax / Social Contribution	40	64	41	34	-	8	(9)	178	49	84	24	62	-	12	(56)	174	-1.9%
(+) Net Financial Result	101	128	86	66	285	73	412	1,152	114	208	98	87	259	78	579	1,423	23.5%
(+) Depreciation & Amortization	91	223	46	35	67	16	185	662	103	174	58	46	117	33	212	743	12.3%
(=) EBITDA IFRS (CVM)*	508	776	269	242	117	109	593	2,612	517	852	292	250	450	117	651	3,129	20%
Total Adjustments	(134)	(24)	2	7	(49)	7	(37)	(228)	(58)	(130)	(12)	(8)	(302)	(0)	(50)	(560)	145.0%
(+) Other Operating Revenues / Expenses	(30)	11	2	6	(7)	3	(77)	(93)	11	11	(4)	(1)	43	1	1	62	-166.0%
(+) Gross Margin Impacts	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(322)	-	-	(322)	N/A
(+) Isolated Systems	12	-	-	-	-	-	-	12	-	-	-	-	-	-	-	-	-100.0%
(+) OPEX Adjustments	-	22	3	4	(6)	5	24	52	-	-	-	-	-	-	-	-	-100.0%
(+) Provisions Adjustments	-	-	-	-	(28)	-	37	9	-	-	-	-	-	-	-	-	-100.0%
(+) VNR	(115)	(57)	(3)	(2)	(9)	(1)	(21)	(208)	(69)	(140)	(7)	(6)	(24)	(2)	(51)	(300)	44.2%
Adjusted IFRS EBITDA	374	752	270	249	67	116	556	2,383	459	723	280	243	148	117	601	2,570	7.8%
Δ%									22.8%	-3.9%	3.6%	-2.4%	120.1%	1.1%	8.0%		

* Calculated in accordance with CVM instruction 527/12

The adjusted values in "Other operating revenues/expenses" refer exclusively to non-cash effects. For comparability purposes, cash effects, such as removal costs, were also accounted for in the 2Q25 comparative base.

MARANHÃO

In 2Q26, EBITDA adjusted for VNR and non-recurring effects reached R\$ 459 million, 22.8% higher than 2Q25, or R\$ 85 million.

The adjusted gross margin for the quarter recorded a growth of 22.9% or R\$ 131 million, mainly influenced by the positive variation of: (i) the parcel B tariff in the amount of R\$ 130 million, and (ii) the loss delta of R\$ 41 million, partially offset by a reduction of R\$ 24 million in Unbilled Revenue (RNF).

The adjusted OPEX for the period showed an increase of R\$ 7.9 million, while the adjusted provisions and contingencies for the period increased by R\$ 39 million, mainly due to the increase in PECLD between quarters.

PARÁ

The EBITDA Adjusted for VNR and non-recurring effects for Pará reached R\$ 723 million, 3.9% lower than 2Q25, or R\$ 29 million. Despite the growth in gross margin of 2.2%, or R\$ 23 million, the result was impacted by the increase in adjusted OPEX (R\$ 29 million) and an increase of R\$ 11 million in the removal costs line, related to the monetary update of service contracts and contract renewals. The adjusted provisions and contingencies for the period remained in line between quarters.

PIAUI

In Piauí, the adjusted EBITDA reached R\$ 280 million, 3.6% higher, or R\$ 10 million, when compared to the same period of the previous year.

The adjusted gross margin for the period increased by 8.2% or R\$ 32 million compared to 2Q25, mainly reflecting the increase in the parcel B tariff (R\$ 17 million) and market growth (R\$ 8 million).

The PECLD and Adjusted Contingencies line worsened by R\$ 13 million compared to 2Q25, while the adjusted OPEX showed an increase of R\$ 8.9 million between periods.

ALAGOAS

Adjusted EBITDA reached R\$ 243 million, R\$ 6 million lower than 2Q25, or -2.4%. The adjusted gross margin for the period showed a drop of 3%, or R\$ 10 million, mainly due to the lower volume of energy sold in the Short-Term Market.

The effect of the change in the accounting for billing of free customers was recognized in the Unbilled Revenue (RNF) line, with a positive effect of R\$ 43 million.

Adjusted provisions and contingencies showed an improvement of R\$ 13 million, while adjusted OPEX increased by about R\$ 8.7 million.

CEEE-D

The adjusted EBITDA for Rio Grande do Sul reached R\$ 148 million in the quarter, 120% higher than 2Q25, or R\$ 81 million.

CEEE-D's adjusted gross margin showed a growth of 31% or R\$ 93 million, mainly due to: (i) market growth (R\$ 21 million), (ii) growth in the parcel B tariff (R\$ 24 million), (iii) reduction in losses (R\$ 21 million), and (iv) RNF of R\$ 11 million.

The adjusted OPEX for the period showed a reduction of R\$ 6.3 million, while adjusted provisions and contingencies for the period showed an improvement of R\$ 36 million. In this quarter, the company had a Removal Cost of R\$ 71 million, this value refers to the higher volume of works capitalization before the cut-off date of the RTP (Periodic Tariff Review) process, as removal costs are fully appropriated only at the conclusion of the works.

CEA

Adjusted EBITDA reached R\$ 117 million, with a growth of 1.1% compared to the same period of the previous year (R\$ 1.0 million). This result mainly reflects the adjusted gross margin ex-VNR, which showed an increase of 6.5% or R\$ 10 million, combined with a reduction of R\$ 0.2 million in OPEX between quarters. For this quarter, the company had a Removal Cost of R\$ 11 million, also impacted by the higher volume of conclusions before the cut-off date of the company's RTP process.

GOIÁS

The EBITDA adjusted for non-recurring effects and VNR of Equatorial Goiás reached R\$ 601 million, an increase of 8% compared to the same period of the previous year or R\$ 45 million.

The adjusted gross margin in this quarter showed a positive variation of R\$ 114 million due to: (i) parcel B tariff (R\$ 32 million), (ii) market growth (R\$ 50 million), and (iii) RNF (R\$ 18 million).

Additionally, the adjusted OPEX for the period showed an increase of R\$ 14.8 million, as well as provisions, which in the reported view, showed an increase of R\$ 20 million, mainly explained by the effect of the increase in PECLD (R\$ 14 million). On an adjusted basis, provisions increase by R\$ 57 million, this increase is explained by a non-recurring effect of R\$ 37 million in the PECLD provision for FUNAC that occurred in 2Q25, due to the closure of processes in Goiás.

2.7 NON-RECURRING EBITDA EFFECTS

Non Recurring EBITDA Distribution	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	2Q26 Total
Gross Margin	-	-	-	-	(322)	-	-	(322)
Other Non-Cash Costs	11	11	(4)	(1)	43	1	1	62
VNR	(69)	(140)	(7)	(6)	(24)	(2)	(51)	(300)
EBITDA Adjustments	(58)	(130)	(12)	(8)	(302)	(0)	(50)	(560)

2.8 FINANCIAL RESULT

Financial Result, net	2Q25								2Q26								Δ%
R\$ million	MA	PA	PI	AL	CEEE-D	CEA	GO	Total	MA	PA	PI	AL	CEEE-D	CEA	GO	Total	Total
(+) Financial Income	40	82	23	28	42	19	22	255	20	97	36	26	49	23	43	294	15.1%
(+) Late Payment Charges - Energy Sales	22	35	14	9	61	3	15	160	30	50	18	13	11	5	19	146	-8.7%
(+) Debt Charges	(138)	(232)	(116)	(83)	(214)	(91)	(411)	(1,284)	(154)	(344)	(169)	(123)	(306)	(110)	(599)	(1,805)	40.5%
(+) CVA Charges	(6)	(13)	1	(4)	4	5	5	(8)	5	2	22	7	20	11	30	96	-1257.5%
(+) Commercial AVP	1	5	1	1	(15)	(0)	(1)	(9)	1	(5)	1	1	(4)	2	-	(4)	-52.2%
(+) Contingencies	(2)	(3)	(3)	(4)	(29)	(3)	(14)	(57)	(6)	(4)	(3)	(3)	(31)	(3)	(32)	(84)	46.5%
(+) Other Income / Expenses	(17)	(3)	(5)	(13)	(135)	(7)	(28)	(210)	(9)	(4)	(3)	(7)	2	(6)	(40)	(68)	-67.7%
Net Financial Result	(101)	(128)	(86)	(66)	(285)	(73)	(412)	(1,152)	(114)	(208)	(99)	(87)	(259)	(78)	(579)	(1,424)	24%
(+) Non Recurring Events	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(79)	-	-	(79)	N/A
Adjusted Net Financial Result	(101)	(128)	(86)	(66)	(285)	(73)	(412)	(1,152)	(114)	(208)	(99)	(87)	(337)	(78)	(579)	(1,502)	30%
Δ%									12.6%	62.6%	15.1%	31.3%	18.3%	6.3%	40.6%		

2.9 NET INCOME

Net Income	2Q25								2Q26								Δ%
R\$ million	MA	PA	PI	AL	CEEE-D	CEA	GO	Total	MA	PA	PI	AL	CEEE-D	CEA	GO	Total	Total
(+) Net Income	276	361	96	106	(235)	12	5	620	251	386	111	56	73	(6)	(84)	789	27%
(+) EBITDA Adjustments (Net of Taxes)	12	22	3	4	(33)	5	61	73	-	-	-	-	(322)	-	-	(322)	-543.4%
(+) IR and CSLL Effect	(5)	11	17	13	11	(1)	6	54	-	-	-	38	-	-	-	38	-29.3%
(+) Depreciation	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	N/A
(+) Financial Results Adjustments	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(79)	-	-	(79)	N/A
(+) Other Non Operational Revenues/Expenses	-	-	-	-	-	-	(79)	(79)	-	-	-	-	-	-	-	-	-100.0%
(+) Net VNR from IR and CSLL	(76)	(38)	(2)	(1)	(6)	(1)	(14)	(137)	(46)	(93)	(5)	(4)	(16)	(1)	(34)	(198)	44.2%
(=) Adjusted Net Income	207	356	114	121	(263)	16	(21)	530	205	294	107	90	(342)	(7)	(118)	229	-57%
Δ%									-0.9%	-17.4%	-6.5%	-26.3%	30.1%	-143.3%	461.5%		

2.10 INVESTMENTS

Investment on Distribution	2Q25								2Q26								Δ%
R\$ million	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total	Total
Electrical Assets	270	463	188	165	274	80	662	2,101	279	362	179	169	262	71	611	1,933	-8.0%
Special Obligations	17	358	25	3	8	13	7	430	30	329	49	10	-	23	20	460	7.1%
Non-Electrical Assets	17	35	12	11	21	9	39	144	21	25	11	10	20	3	44	134	-6.5%
Strategic Projects	5	12	3	3	11	6	3	43	7	8	3	3	6	1	18	46	5.9%
Total	303	856	224	179	302	102	708	2,674	330	716	239	188	282	97	675	2,527	-5%
Δ%									9.0%	-16.4%	6.7%	5.2%	-6.8%	-4.5%	-4.7%		

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

2.11 TAXES

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

Income taxes and social contribution	2025						
R\$ Million	Maranhão	Pará	Piauí	Alagoas	CEEE-D	CEA	Goiás
EBT	493	911	190	224	(239)	29	(27)
Taxes Expenses	(118)	(177)	(48)	(83)	-	(10)	34
(+) Deferred Tax Asset	46	103	(3)	31	-	-	(74)
(+) Tax Incentives	109	173	18	34	-	-	-
Cash Tax	(72)	(75)	(50)	(51)	-	(10)	-
Effective Tax Rate of IRPJ and CSLL	15%	8%	26%	23%	0%	33%	0%

2026						
Maranhão	Pará	Piauí	Alagoas	CEEE-D	CEA	Goiás
629	928	234	284	33	6	(294)
(105)	(157)	(52)	(108)	-	(17)	116
45	93	39	78	-	-	(117)
108	157	30	25	-	-	-
(61)	(64)	(13)	(29)	-	(17)	(1)
10%	7%	6%	10%	0%	265%	0%

In the table below, we present the adjustments for non-recurring effects:

	2025						
R\$ Million	Maranhão	Pará	Piauí	Alagoas	CEEE-D	CEA	Goiás
Taxes Expenses		(37)	-	(27)	-	-	-
(+) Deferred Tax Asset	28	37	-	27	-	-	-
(+) Tax Incentives	15	20	-	21	-	-	-

2026						
Maranhão	Pará	Piauí	Alagoas	CEEE-D	CEA	Goiás
-	-	(2)	3	-	-	(7)
-	-	(35)	(4)	-	-	13
-	-	-	-	-	-	-

Thus, the cash tax rate of the distribution companies reaches:

Income taxes and social contribution	2025						
R\$ Million	Maranhão	Pará	Piauí	Alagoas	CEEE-D	CEA	Goiás
EBT	493	911	190	224	(239)	29	(27)
Taxes Expenses	(75)	(158)	(48)	(62)	-	(10)	34
(+) Deferred Tax Asset	18	66	(3)	4	-	-	(74)
Calculated Tax	(57)	(92)	(50)	(58)	-	(10)	(39)
(+) Tax Incentives	93	153	18	13	-	-	-
Cash Tax	(57)	(92)	(50)	(58)	-	(10)	-
Effective Tax Rate of IRPJ and CSLL	12%	10%	26%	26%	0%	33%	0%

2026						
Maranhão	Pará	Piauí	Alagoas	CEEE-D	CEA	Goiás
629	928	234	284	33	6	(294)
(105)	(157)	(90)	(109)	-	(17)	123
45	93	74	82	-	-	(129)
(61)	(64)	(16)	(26)	-	(17)	(7)
108	157	30	25	-	-	-
(61)	(64)	(16)	(26)	-	(17)	(7)
10%	7%	7%	9%	0%	265%	-2%

9. RENEWABLES

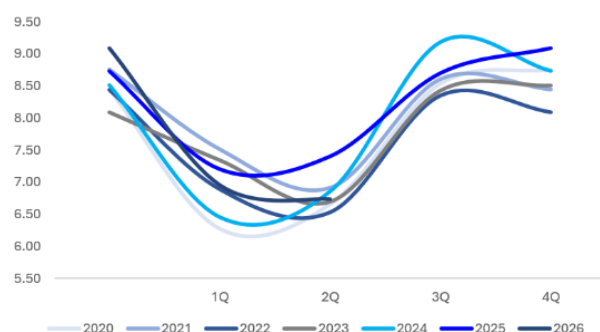
3.1 OPERATIONAL PERFORMANCE

GENERATION

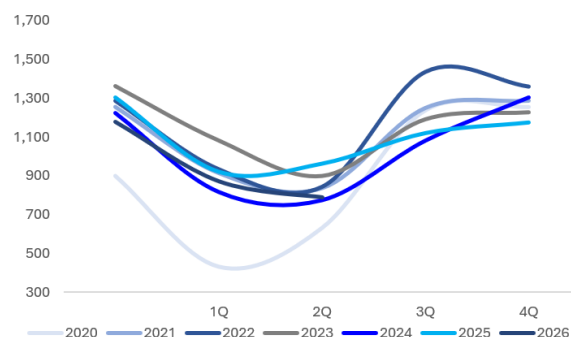
Wind Complexes	Generation (GWh)				Wind (m/s)			
	2Q25	2Q26	Δ%	Δ	2Q25	2Q26	Δ%	Δ
Wind Portfolio	963.2	788.8	-18.1%	-174.5	7.4	6.7	-9.1%	-0.7
Constrained-Off	120.4	87.3	-27.5%	-33.2				
Wind Portfolio ex Constrained-Off	1,083.7	876.0	-19.2%	-207.7				
Solar Complexes	Generation (GWh)				Average Irradiance (W/m ²)			
	2Q25	2Q26	Δ%	Δ	2Q25	2Q26	Δ%	Δ
Solar Portfolio	224.8	225.5	0.3%	0.6	289.1	305.7	5.7%	16.6
Constrained-Off	121.6	142.2	17.0%	20.6				
Solar Portfolio ex Constrained-Off	346.4	367.6	6.1%	21.2				
Portfolio	Generation (GWh)							
	2Q25	2Q26	Δ%	Δ				
Consolidated Portfolio	1,188.1	1,014.2	-14.6%	-173.9				
Constrained-Off	242.0	229.4	-5.2%	-12.6				
Consolidated Portfolio ex Constrained-Off	1,430.1	1,243.7	-13.0%	-186.4				

The 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)

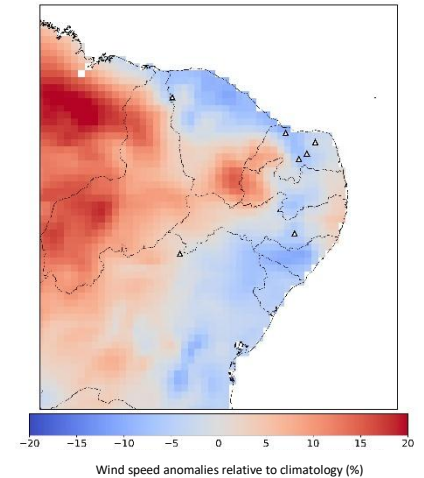


2Q26 was marked by wind speeds below the climatological average in most of the Northeast, with more pronounced negative anomalies in the westernmost areas of the coastal strip, covering parts of the states of Ceará, Rio Grande do Norte, Paraíba, Pernambuco, Alagoas, Sergipe, and Bahia.

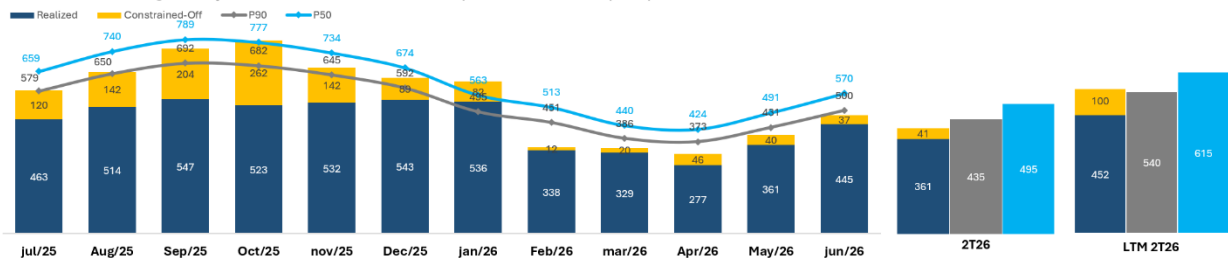
Compared to 2Q25, the average wind speed in Echoenergia's complexes decreased by 11.4%, with some assets operating below their respective climatological average.

The adjacent figure illustrates the wind anomalies in 2Q26 in relation to the long-term average, highlighting the negative climatic impact on Echoenergia's wind complexes. Disregarding constrained-off effects, the generation for the period, at the center of gravity, approached P98 for wind assets and P88 for solar assets, in both cases based on annual variability.

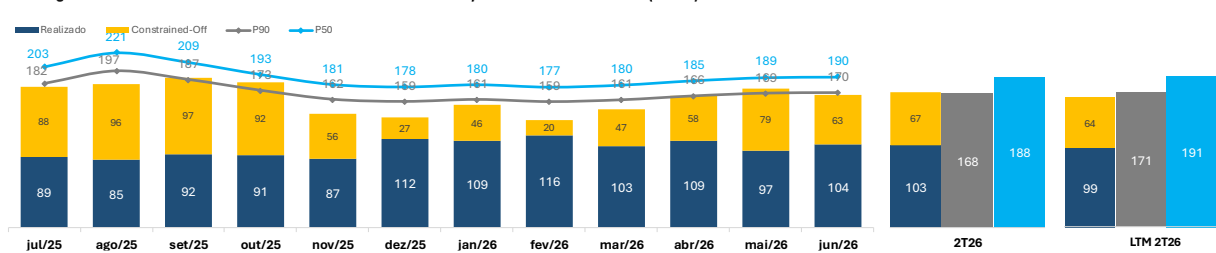
The following graphs show the wind and solar energy generation of Echoenergia in the last 12 months and the view for 2Q26, comparing it with the company's revised annual P50 and P90 values. It is worth noting that these energy production estimates are considered robust, as the studies were prepared using methodologies consolidated in the market and are based on operational data for all wind 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

Based on ONS data and considering the losses relative to the center of gravity, the constrained-off effects totaled 229 GWh in 2Q26, corresponding to a restriction percentage of 18.4% and an estimated financial impact of R\$ 30 million. The curtailed energy volume was mainly concentrated in the solar complexes, which accounted for 142 GWh, or approximately 62% of the portfolio's total. In this segment, the restriction percentage reached 38.7%, with an estimated financial impact of R\$ 12 million. In the wind complexes, the curtailments totaled 87 GWh or 10.0%, with a financial impact of R\$ 18 million.

Compared to 2Q25, when curtailments totaled 242 GWh and R\$ 33 million, the constrained-off volume decreased by approximately 5%, while the financial impact decreased by 9%. Despite the reduction in absolute terms, the portfolio's restriction percentage increased by 1.5 percentage points, from 16.9% in 2Q25 to 18.4% in 2Q26. The reduction in the consolidated volume was mainly determined by the wind segment, where curtailments decreased by 28%, from 120 GWh to 87 GWh. In the solar segment, on the other hand, the restricted volume increased by 16%, from 122 GWh to 142 GWh.

Regarding the nature of the restrictions, energy-related curtailments were predominant, representing approximately 75% of the total, or 171 GWh, with an estimated financial impact of R\$ 20 million. Restrictions due to external unavailability accounted for about 18% of the total, equivalent to 41 GWh and R\$ 6 million, while restrictions for reliability reasons represented approximately 7%, or 17 GWh and R\$ 4 million. In solar complexes, energy-related restrictions accounted for approximately 78% of the curtailed volume in the segment. In wind complexes, this category was also predominant, representing about 69% of the curtailments.

		ONS View								
		Total			Electrical Reliability		Unavailability		Energy Ratio	
Unit		[%]	[GWh]	[R\$ million]	[GWh]	[R\$ million]	[GWh]	[R\$ million]	[GWh]	[R\$ million]
Wind	2T25	11.1%	120	21	69	12	3	1	49	9
	2T26	10.0%	87	18	16	4	12	2	60	12
	3T23 a 2T26	14.0%	1,987	381	1,335	257	129	28	523	96
Solar	2T25	35.1%	122	12	20	3	13	2	89	7
	2T26	38.7%	142	12	2	0	29	4	111	8
	3T23 a 2T26	32.4%	924	96	262	36	117	14	545	46
Portfolio	2T25	16.9%	242	33	88	14	16	2	138	16
	2T26	18.4%	229	30	17	4	41	6	171	20
	3T23 a 2T26	17.0%	2,911	477	1,597	293	246	42	1,068	142

Starting from 2Q26, two methodological adjustments were implemented in the presented data. The constrained-off values began to consider the ONS base (SAGER system), replacing the previously used internal base, and the generation numbers began to incorporate the losses relative to the center of gravity. The comparison with 2Q25 presented in this section considers the same methodological approach to ensure comparability between periods. Due to these adjustments, historical values may differ from those previously disclosed. It is worth noting that the Ordinance provides for the possibility of challenging the calculated values, with the possibility of reimbursement higher than the current ONS calculation.

Additionally, for constrained-off events that occurred between September 1, 2023, and November 25, 2025, Law No. 15,269/2025 established the right to compensation for costs associated with generation restrictions classified as external unavailability and electrical reliability for wind and solar plants. In July 2026, the Ministry of Mines and Energy published Normative Ordinance No. 140/2026, regulating the operationalization of this mechanism through the signing of a Commitment Agreement between the generation agents and the Granting Authority. The said instrument establishes the conditions for the calculation, review, validation, and payment of eligible compensation. Based on preliminary calculations made from the methodology provided in the regulation, the Company estimates a potential reimbursement of approximately R\$ 317 million, monetarily adjusted by the IPCA until June 2026. The effective compensation remains conditioned on the adherence to and celebration of the Commitment Agreement, as well as the conclusion of the review and validation stages of the amounts by ONS, CCEE, and other agents involved in the process.

3.2 FINANCIAL PERFORMANCE

Below we present the economic-financial performance of Echoenergia in a view combining the results of Echo Participações with Echo Crescimento, the group's wind and solar generation vehicles, respectively.

Income Statement	Echo Participações				Echo Crescimento			
	2Q25	2Q26	Δ%	Δ	2Q25	2Q26	Δ%	Δ
Net Revenues	248.5	221.6	-10.8%	(26.9)	111.5	79.6	-28.6%	(31.9)
(-) Energy Costs	(26.1)	(32.8)	25.8%	(6.7)	(39.1)	(14.5)	-62.8%	24.5
(+/-) MtM (Gains and Losses)	-	-	N/A	-	(0.1)	(0.0)	-60.9%	0.1
Gross Energy Profit	222.5	188.8	-15.1%	(33.6)	72.3	65.1	-10.0%	(7.3)
(-) System Usage Charges	-	(20.9)	N/A	N/A	-	(10.4)	N/A	(10.4)
Gross Profits	222.5	168.0	-24.5%	(54.5)	72.3	54.6	-24.4%	(17.7)
Operations Costs and Expenses	(98.3)	(75.0)	-23.7%	23.3	(21.8)	(12.3)	-43.3%	9.4
(-) Energy Operation and Production Costs	(78.6)	(64.8)	-17.6%	13.9	(18.3)	(9.1)	-50.1%	9.2
(-) Operational and Administrative Expenses	(19.7)	(10.2)	-48.1%	9.4	(3.5)	(3.2)	-7.1%	0.2
EBITDA	124.2	93.0	-25.1%	(31.2)	50.6	42.3	-16.4%	(8.3)
EBITDA Margin (%)	50.0%	42.0%	-8p.p.	N/A	45.4%	53.1%	7.8p.p.	N/A
(-/+) Non Recurring Effects	5.3	(0.7)	-113.7%	(6.1)	-	-	N/A	-
(+/-) MtM (Gains and Losses)	-	-	N/A	-	0.1	0.0	-57.2%	(0.1)
Adjusted EBITDA	129.5	92.3	-28.8%	(37.3)	50.7	42.3	-16.4%	(8.3)
Adjusted EBITDA Margin (%)	52.1%	41.6%	-10.5p.p.	N/A	45.4%	53.2%	7.7p.p.	N/A
(-) Depreciation/Amortization	(65.7)	(66.6)	1.3%	(0.9)	(19.4)	(19.4)	0.0%	0.0
(-/+) Financial Results	(65.3)	(68.3)	4.6%	(3.0)	(67.1)	(75.8)	13.0%	(8.7)
(-) Taxes	(16.1)	(17.6)	9.6%	(1.5)	(4.7)	(3.9)	-16.5%	0.8
Reported Net Profit (Loss)	(22.9)	(59.5)	159.8%	(36.6)	(40.6)	(56.8)	-39.9%	(16.2)
Net Margin (%)	-9.2%	-26.8%	-17.6p.p.	N/A	-36.4%	-71.3%	-34.9p.p.	N/A

Income Statement	Echoenergia (Part. + Cresc.)			
	2Q25	2Q26	Δ%	Δ
Net Revenues	360.0	301.3	-16.3%	(58.8)
(-) Energy Costs	(65.1)	(47.3)	-27.3%	17.8
(+/-) MtM (Gains and Losses)	(0.1)	(0.0)	-60.9%	0.1
Gross Energy Profit	294.8	253.9	-13.9%	(40.9)
(-) System Usage Charges	-	(31.3)	N/A	(31.3)
Gross Profits	294.8	222.6	-24.5%	(72.2)
Operations Costs and Expenses	(120.0)	(87.3)	-27.3%	32.7
(-) Energy Operation and Production Costs	(96.9)	(73.9)	-23.8%	23.0
(-) Operational and Administrative Expenses	(23.1)	(13.4)	-41.9%	9.7
EBITDA	174.8	135.3	-22.6%	(39.5)
EBITDA Margin (%)	48.5%	44.9%	-3.6p.p.	N/A
(-/+) Non Recurring Effects	5.3	(0.7)	-113.7%	(6.1)
(+/-) MtM (Gains and Losses)	0.1	0.0	-57.2%	(0.1)
Adjusted EBITDA	180.2	134.6	-25.3%	(45.6)
Adjusted EBITDA Margin (%)	50.0%	44.7%	-5.4p.p.	N/A
(-) Depreciation/Amortization	(85.1)	(85.9)	1.0%	(0.9)
(-/+) Financial Results	(132.4)	(144.1)	8.8%	(11.7)
(-) Taxes	(20.8)	(21.5)	3.7%	(0.8)
Reported Net Profit (Loss)	(63.5)	(116.2)	-83.1%	(52.8)
Net Margin (%)	-17.6%	-38.6%	-21p.p.	N/A

GROSS PROFIT – ECHOENERGIA

Echoenergia's Gross Energy Profit was R\$ 253.9 million in 2Q26, a reduction of 13.9% when compared to the same period last year, or R\$ 40.9 million. This variation was mainly due to generation being 14.6% lower than in 2Q25, negatively impacted by lower wind speeds at the wind farms and a higher level of constrained-off at the solar plants. Additionally, gains from incentivized energy swap operations, from plants whose net generation was below the physical guarantee, were lower than those recorded in 2Q25.

The costs with Charges for the Use of Transmission and Distribution Systems totaled R\$ 31.3 million in 2Q26, reflecting the reduction of MUST (Transmission System Usage Tariff) in the wind and solar parks between the periods.

It is worth noting that, starting from 2Q26, part of the values previously classified as Energy Operation and Production Costs was reclassified to the Charges for the Use of the System line, presented separately in the financial table. The values referring to 2Q25 were kept as originally reported in the release and, therefore, do not include this reclassification.

On a comparable basis, considering the same reclassification in 2Q25, the variation between the periods is only R\$ 0.5 million.

Thus, Echoenergia's Gross Margin was R\$ 222.6 million, a reduction of 24.5% when compared to the same period last year, or R\$ 72.2 million.

OPERATING COSTS AND EXPENSES - ECHOENERGIA

Echoenergia's operating costs and expenses totaled R\$ 87.3 million in 2Q26, a reduction of 27.3%, or R\$ 32.7 million, when compared to 2Q25. Excluding the non-recurring and non-cash effects of both quarters related to asset write-offs (R\$ 5.3 million in 2Q25 and -R\$ 0.7 million in 2Q26), there was a decrease of 23.2%, or R\$ 26.7 million. This variation is mainly justified by:

- An increase of R\$ 4.0 million in personnel expenses, resulting from the recognition of the ILP provision and salary and benefit adjustments;
- An increase of R\$ 2.5 million in O&M engineering and management, due to inflationary adjustments and escalation¹ in the maintenance contracts for the wind farms;
- An increase of R\$ 0.8 million in third-party services, mainly with plant surveillance and consultancies related to the Social Impact Mitigation Plan;
- A net reduction of R\$ 3.2 million in the other lines, mainly in other costs and expenses and materials;
- A reduction of R\$ 30.8 million in 2Q25 referring to the Charges for the Use of the Transmission and Distribution System.

It is worth noting that, starting from 2Q26, part of the values previously classified as Energy Operation and Production Costs was reclassified to the Charges for the Use of the System line, presented separately in the financial table. The values referring to 2Q25 were kept as originally reported in the release and, therefore, do not include this reclassification. On a comparable basis, considering the same reclassification in 2Q25, the variation between the periods is only R\$ 0.5 million.

FINANCIAL RESULT - ECHOENERGIA

Echoenergia's net financial result recorded in 2Q26 was negative R\$ 144.1 million, showing a worsening of R\$ 11.7 million, or 8.8%, when compared to 2Q25. This variation mainly reflects the increase in the IPCA, which indexes ~80% of the company's debts, measured at 1.42% in the period (versus 0.93% in 2Q25).

¹Escalation refers to the real-term adjustments of values provided for in long-term O&M contracts, related to the increase in the natural failure rate of machines and equipment.

PROFORMA – ECHOENERGIA + EQUATORIAL RENOVÁVEIS

Below we present the economic-financial performance of Echoenergia in a proforma view combining the result of Equatorial Renováveis S.A., the group's trading vehicle, which is currently consolidated, in the corporate view, under Equatorial Serviços.

Income Statement	Echoenergia (Part. + Cresc.)				EQTL Renováveis			
	2Q25	2Q26	Δ%	Δ	2Q25	2Q26	Δ%	Δ
Net Revenues	360.0	301.3	-16.3%	(58.8)	510.2	437.3	-14.3%	(72.9)
(-) Energy Costs	(65.1)	(47.3)	-27.3%	17.8	(500.0)	(466.8)	-6.6%	33.2
(+/-) MtM (Gains and Losses)	(0.1)	(0.0)	-60.9%	0.1	(8.9)	(26.5)	198.0%	(17.6)
Gross Energy Profit	294.8	253.9	-13.9%	(40.9)	1.3	(55.9)	-4288.1%	(57.3)
(-) System Usage Charges	-	(31.3)	N/A	(31.3)	-	(5.2)	N/A	(5.2)
Gross Profits	294.8	222.6	-24.5%	(72.2)	1.3	(61.1)	-4676.1%	(62.5)
Operations Costs and Expenses	(120.0)	(87.3)	-27.3%	32.7	(12.8)	(9.5)	-26.2%	3.4
(-) Energy Operation and Production Costs	(96.9)	(73.9)	-23.8%	23.0	(12.6)	(6.3)	-50.4%	6.4
(-) Operational and Administrative Expenses	(23.1)	(13.4)	-41.9%	9.7	(0.2)	(3.2)	1288.4%	(3.0)
EBITDA	174.8	135.3	-22.6%	(39.5)	(11.5)	(70.6)	-513.5%	(59.1)
EBITDA Margin (%)	48.5%	44.9%	-3.6p.p.	N/A	-2.3%	-16.1%	-13.9p.p.	N/A
(-/+) Non Recurring Effects	5.3	(0.7)	-113.7%	(6.1)	-	-	N/A	-
(+/-) MtM (Gains and Losses)	0.1	0.0	-57.2%	(0.1)	8.1	26.5	225.5%	18.3
Adjusted EBITDA	180.2	134.6	-25.3%	(45.6)	(3.4)	(44.1)	-1206.1%	(40.8)
Adjusted EBITDA Margin (%)	50.0%	44.7%	-5.4p.p.	N/A	-0.7%	-10.1%	-9.4p.p.	N/A
(-) Depreciation/Amortization	(85.1)	(85.9)	1.0%	(0.9)	(0.1)	(0.1)	-24.8%	0.0
(-/+) Financial Results	(132.4)	(144.1)	8.8%	(11.7)	0.2	1.2	410.8%	1.0
(-) Taxes	(20.8)	(21.5)	3.7%	(0.8)	2.8	9.0	225.5%	6.2
Reported Net Profit (Loss)	(63.5)	(116.2)	-83.1%	(52.8)	(8.6)	(60.5)	-600.5%	(51.8)
Net Margin (%)	-17.6%	-38.6%	-21p.p.	N/A	-1.7%	-13.8%	-12.1p.p.	N/A

Income Statement	Proforma (Echoenergia + EQTL Renováveis)			
	2Q25	2Q26	Δ%	Δ
Net Revenues	870.3	738.6	-15.1%	(131.7)
(-) Energy Costs	(565.2)	(514.1)	-9.0%	51.0
(+/-) MtM (Gains and Losses)	(9.0)	(26.5)	194.7%	(17.5)
Gross Energy Profit	296.1	198.0	-33.2%	(98.2)
(-) System Usage Charges	-	(36.5)	N/A	(36.5)
Gross Profits	296.1	161.5	-45.5%	(134.6)
Operations Costs and Expenses	(132.9)	(96.8)	-27.2%	36.1
(-) Energy Operation and Production Costs	(109.5)	(80.1)	-26.8%	29.4
(-) Operational and Administrative Expenses	(23.3)	(16.6)	-28.7%	6.7
EBITDA	163.3	64.7	-60.4%	(98.6)
EBITDA Margin (%)	18.8%	8.8%	-10p.p.	N/A
(-/+) Non Recurring Effects	5.3	(0.7)	-113.7%	(6.1)
(+/-) MtM (Gains and Losses)	8.2	26.5	221.9%	18.3
Adjusted EBITDA	176.8	90.5	-48.8%	(86.3)
Adjusted EBITDA Margin (%)	20.3%	12.2%	-8.1p.p.	N/A
(-) Depreciation/Amortization	(85.2)	(86.0)	1.0%	(0.8)
(-/+) Financial Results	(132.1)	(142.8)	8.1%	(10.7)
(-) Taxes	(18.0)	(12.5)	-30.4%	5.5
Reported Net Profit (Loss)	(72.1)	(176.7)	-145.1%	(104.6)
Net Margin (%)	-8.3%	-23.9%	-15.6p.p.	N/A

GROSS PROFIT – EQTL RENOVÁVEIS

The Gross Energy Profit of EQTL Renováveis was negative R\$ 55.9 million in 2Q26, a reduction of R\$ 57.3 million when compared to 2Q25. Excluding the non-cash effect of the mark-to-market (MtM) of trading contracts in the periods, the Gross Profit was negative R\$ 29.5 million in 2Q26, a reduction of R\$ 39.7 million against the same period of the previous year. This drop is mainly explained by the greater exposure to energy acquisition in the free market to recompose lastro (supply guarantee) in a scenario of high price volatility and by the additional costs with hourly modulation arising from the mismatch between the purchases of the solar generation portfolio and the contractual delivery.

The costs with Trading Charges totaled R\$ 5.2 million in 2Q26, due to the larger volume of energy delivered to the final consumer in the retail market between the periods. It is worth noting that, starting from 2Q26, part of the values previously classified as Energy Operation and Production Costs was reclassified to the Trading Charges line, presented separately in the financial table. The values referring to 2Q25 were kept as originally reported in the release and, therefore, do not include this reclassification. On a comparable basis, considering the same reclassification in 2Q25, the variation between the periods is R\$ 1.5 million.

Thus, the Gross Margin of EQTL Renováveis, excluding the MtM effect from both periods, was negative R\$ 34.7 million in 2Q26, a reduction of R\$ 44.9 million when compared to the same period last year.

OPERATING COSTS AND EXPENSES – EQTL RENOVÁVEIS

The operating costs and expenses of EQTL Renováveis totaled R\$ 9.5 million in 2Q26, a reduction of 26.2%, or R\$ 3.4 million, when compared to 2Q25. This variation is mainly justified by:

- An increase of R\$ 0.6 million in personnel, reflecting the hiring curve of the sales team, the growth in the sharing of expenses from Echoenergia, and adjustments in salaries and benefits;
- An increase of R\$ 0.8 million in other costs and expenses, including PECLD, legal expenses, travel, among others;
- A reduction of R\$ 1.0 million in third-party services, mainly due to the lower level of spending on legal fees and BBCE emoluments;
- A reduction of R\$ 5.2 million in Trading Charges.

It is worth noting that, starting from 2Q26, part of the values previously classified as Energy Operation and Production Costs was reclassified to the Trading Charges line, presented separately in the financial table. The values referring to 2Q25 were kept as originally reported in the release and, therefore, do not include this reclassification. On a comparable basis, considering the same reclassification in 2Q25, the variation between the periods is R\$ 1.5 million.

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

10. SANITATION

Operational Data - Water	2Q25	2Q26	Δ% vs 2Q25
Billed savings (thousand)	99.6	93.4	-6.2%
Billed Volume (thousand m ³)	5,532.5	5,200.8	-6.0%
Coverage Ratio (%)	70.0%	71.7%	1,7 p.p.
Distribution Losses Index (%)	64.5%	67.3%	2,7 p.p.
Operational Data - Sewage	2Q25	2Q26	Δ% vs 2Q25
Billed savings (thousand)	18.6	18.9	2.0%
Billed Volume (thousand m ³)	1,019.0	1,139.6	11.8%
Coverage Ratio (%)	15.0%	15.6%	0,6 p.p.

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

4.1 FINANCIAL PERFORMANCE

Financial Statement	2Q25	2Q26	Δ%	Δ
R\$ million				
Gross Operating Revenue	41.6	44.9	7.9%	3.3
Water and Sewage Services	26.5	31.4	18.8%	5.0
Construction Revenue	12.9	12.0	-6.8%	-0.9
Other revenue	2.3	1.4	-35.7%	-0.8
Deductions	-2.8	-3.1	10.4%	-0.3
Net Operating Revenue	38.8	41.8	7.8%	3.0
Construction Costs	-12.9	-12.0	-6.8%	0.9
Operating Costs	-18.6	-23.3	25.0%	-4.6
OPEX	-15.5	-17.4	12.4%	-1.9
Personnel	-5.1	-5.6	8.7%	-0.4
Material	-2.2	-2.6	20.4%	-0.4
Third Party Services	-4.1	-5.7	41.0%	-1.7
Others	-4.1	-3.4	-15.8%	0.6
PDA	-5.0	-5.7	-13.2%	-0.7
Other Operational Revenues and Expenses	1.9	-0.2	-110.7%	-2.1
EBITDA	7.3	6.6	-10.4%	-0.8
(-/+) Non Recurring Adjustments	0.0	0.0	N/A	0.0
Adjusted EBITDA	7.3	6.6	-10.4%	-0.8
Depreciation and Amortization	-7.6	-9.6	26.2%	-2.0
Financial Result	-46.8	-51.0	8.9%	-4.2
Financial Revenues	1.4	1.3	-12.5%	-0.2
Financial Expenses	-48.3	-52.3	8.3%	-4.0
Taxes	0.0	0.0	N/A	0.0
Net Income	-47.1	-54.0	14.8%	-6.9

NET OPERATING REVENUE - CSA

In 2Q26, CSA's net operating revenue totaled R\$ 41.8 million. Excluding construction revenue in the periods, Net Operating Revenue recorded a growth of R\$ 3.9 million, or 15% compared to 2Q25. This performance was mainly driven by the growth in revenues from water supply and sewage services, which advanced 18.8%, reflecting the tariff adjustment of 8.11%, applied in September 2025, in addition to the continuity of the hydrometer installation process and the evolution of billed consumption.

OPERATIONAL COSTS AND EXPENSES - CSA

Operating costs totaled R\$ 23.3 million in 2Q26, an increase of R\$ 4.6 million (25.0%) compared to the same period of the previous year. OPEX reached R\$ 17.4 million, a growth of R\$ 1.9 million (12.4%), reflecting an increase in expenses for personnel, third-party services, and materials. In the third-party services line, in 2Q25, there was a recovery of R\$ 1.0 million related to the non-fulfillment of contractual obligations by a supplier, while in 2Q26, an expense of R\$ 0.7 million was recognized for intermediate legal fees. The increase in materials followed the higher volume of water captured in the period.

PECLD totaled R\$ 5.7 million in the quarter, an increase of R\$ 0.7 million (13.2%) compared to 2Q25, due to the growth of accounts receivable and a higher concentration of credits in older aging brackets, which require higher levels of provisioning.

EBITDA - CSA

CSA's Reported EBITDA reached R\$ 6.6 million in 2Q26, a reduction of R\$ 0.8 million, or 10.4%, compared to 2Q25, impacted by the increase in other operating costs, where we had a recognition of an inventory gain (R\$ 1.8 million) and in 2Q26 we had the effect of Losses and deactivation of Assets and Rights (R\$ 0.2 million). Excluding these effects, EBITDA would show a 24% growth in the annual comparison.

FINANCIAL RESULT - CSA

In 2Q26, the financial result was negative by R\$ 51.0 million, a worsening of R\$ 4.2 million (8.9%) compared to 2Q25. The variation was mainly due to the increase in financial expenses, resulting from the growth of the IPCA in comparison between periods.

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

11. EQUATORIAL SERVIÇOS

Financial Statement ¹	2Q25	2Q26	Δ%	Δ
R\$ million				
Gross Operational Revenue	89.5	108.8	21.6%	19.3
Revenue Deductions	(11.3)	(13.2)	16.5%	(1.9)
Net Operational Revenues	78.2	95.6	22.3%	17.4
Operational Costs	(2.2)	(2.5)	16.4%	(0.4)
Operational Expenses	(41.2)	(53.3)	29.4%	(12.1)
EBITDA	34.8	39.8	14.2%	5.0
<i>EBITDA Margin</i>	<i>44.6%</i>	<i>41.6%</i>	<i>-6.6%</i>	<i>N/A</i>
Adjusted EBITDA	34.8	39.8	14.2%	5.0
D&A	(7.3)	(8.1)	10.6%	(0.8)
EBIT	27.6	31.7	15.2%	4.2
Financial Results	(3.0)	(1.8)	-41.4%	1.2
Equity Income	-	-	-	-
Taxes	(9.3)	(8.7)	-6.0%	0.6
Net Profit	15.3	21.3	39.2%	6.0

¹The results presented exclude the effects of the Energy Trading business.

FINANCIAL PERFORMANCE – SERVIÇOS

The result of Equatorial Serviços reflects the positive performance of the Affinities (collection and sales) and Digital lines, in addition to expressive growth in Equatorial Telecom and Enova.

Equatorial Telecom recorded a 66.7% growth in Net Operating Revenue, mainly driven by the expansion of the Resale and Data lines, the latter benefiting from new connectivity contracts and contractual regularization. In the Digital channel, revenue advanced R\$ 3.9 million at Equatorial Serviços, supported by greater customer adherence to self-service channels and digital bill campaigns via WhatsApp.

Enova also contributed positively to the result, with a 25.0% growth in Net Operating Revenue, driven by the evolution of the Subscription lines, due to the full billing of the energy generated for the Association, and the Leasing line, reflecting the corporate incorporation of new plants.

Consolidated Adjusted EBITDA reached R\$ 39.8 million, a growth of 14.2% compared to 2Q25, mainly reflecting the performance of Equatorial Telecom and Enova. At Enova, EBITDA was impacted by a higher comparison base in personnel expenses, due to the reversal of a PLR provision recorded in 2Q25. Excluding this non-recurring effect, the company's EBITDA showed organic growth of R\$ 1.6 million.

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

12. SERVICES PROVIDED BY THE INDEPENDENT AUDITOR

Finally, during the period ending June 30, 2026, Ernst & Young Auditores Independentes 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](#).