

1T26

RELEASE DE RESULTADOS

GRUPO

equatorial



EQTL B3

LISTED NM



BRASIL
BOLSA
BALCÃO

Brasília, 13 de maio de 2026 – A Equatorial S.A., *holding multi-utilities*, com atuação nos segmentos de Distribuição, Geração, Comercialização, Serviços, Saneamento e Telecom (B3: EQTL3; USOTC: EQUEY), anuncia os resultados do primeiro trimestre de 2026 (1T26).

EBITDA Consolidado Ajustado cresce 11,3%, R\$ 2,9 bilhões no período (vs. 1T25)¹

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

- **Qualidade da Operação** – Redução do DEC no 1T26 vs 1T25, em 5 das 7 distribuidoras, e atingimento do FEC em todas as distribuidoras do grupo.
- **Aumento** consolidado do Mercado Fio-B de **3,8%**.
- **Perdas totais consolidadas** abaixo do nível regulatório (18,0%, 0,9 p.p. abaixo do regulatório).
- **Equivalência Patrimonial** da **SABESP** atingiu **R\$ 254 milhões** no trimestre.
- **Investimentos consolidados** totalizaram cerca de **R\$ 2,6 bilhões** no 1T26.
- Relação **Dívida Líquida / EBITDA consolidado** na visão *covenant*, encerrou o trimestre em **2,7x** (Ex-ganho de capital da venda da Transmissão a relação Dívida Líquida/EBITDA é de 3,1x).
- **Resgate antecipado das ações preferenciais classes A e B** da Equatorial Distribuição no montante de R\$ 607 milhões.
- **Disponibilidade e Aplicações** do período atingiram **R\$ 11,6 bilhões, 2,5x** da dívida **de curto prazo**.
- **R\$ 3,2 bilhões captados no 1T26**, com alongamento do prazo médio da dívida de 5,6 anos no 1T25 para 6,1 anos e o spread médio, somente das dívidas em CDI, reduziu em 49 bps (CDI + 1,07% a.a para CDI + 0,58% a.a). Desconsiderando o segmento de Transmissão no 1T25, o prazo médio foi de 5,3 anos para 6,1 anos.
- **R\$ 1,7 bilhão captados** no mês de abril, ao custo médio aproximado de CDI + 0,89% a.a.
- O PMSO Ajustado por Consumidor (12 meses) cresceu **4,5%**, enquanto em uma visão PMSO Ajustado por Consumidor mais Compensações a variação foi de **1,4%**.
- **Adesão ao Acordo Gaúcho** em R\$ 911 milhões de passivo, com desconto de 75% de juros e multa e a possibilidade de pagamento com até 60% em precatórios negociados com deságio.
- Assinatura dos contratos **de renovação da concessão da Equatorial Pará e Equatorial Maranhão**.
- A partir do 1T26, passamos a destacar de forma segregada a despesa relacionada aos **Custos de Remoção**, com o correspondente ajuste do 1T25 para fins comparativos. Essa reclassificação reflete a adoção de uma melhor prática de divulgação, proporcionando maior transparência sobre os efeitos caixa da operação. Anteriormente, esses valores eram integralmente ajustados na linha de Outras Receitas/Despesas Operacionais e, a partir deste trimestre, deixam de ser ajustados no EBITDA.

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

PRINCIPAIS MACROINDICADORES

Destaques Financeiros	1T25	1T26	Δ%	Δ
R\$ milhões				
Receita operacional líquida (ROL)	11.384	12.750	12,0%	1.366
EBITDA ajustado	2.587	2.879	11,3%	292
Margem EBITDA (%ROL)	22,7%	22,6%	-0,1 p.p.	
Lucro líquido ajustado²	470	359	-23,6%	(111)
Margem líquida (%ROL)	4,1%	2,8%	-1,3 p.p.	
Lucro líquido - Mesmos ativos	360	359	-0,3%	(1)
Investimentos	2.304	2.585	12,2%	281
Dívida líquida	44.071	44.286	0,5%	215
Dívida líquida/EBITDA (12m - Covenants)	3,2x	2,7x	-0,5x	
Disponibilidade / Dívida de curto prazo	1,4x	2,5x	1,1x	

²O Lucro Líquido Ajustado do 1T25 considera o resultado de Transmissão, em uma visão mesmos ativos, o valor seria de R\$ 360 milhões.

Sumário

Sumário	4
1. DESEMPENHO FINANCEIRO CONSOLIDADO	6
1.1 MARGEM BRUTA AJUSTADA	7
1.2 CUSTOS E DESPESAS	8
1.3 EBITDA	10
1.4 RESULTADO FINANCEIRO	11
1.5 LUCRO LÍQUIDO	12
1.6 ENDIVIDAMENTO	13
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	25
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	34
4.1 DESEMPENHO FINANCEIRO	34
5. EQUATORIAL SERVIÇOS	36
6. SERVIÇOS PRESTADOS PELO AUDITOR INDEPENDENTE	37

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.

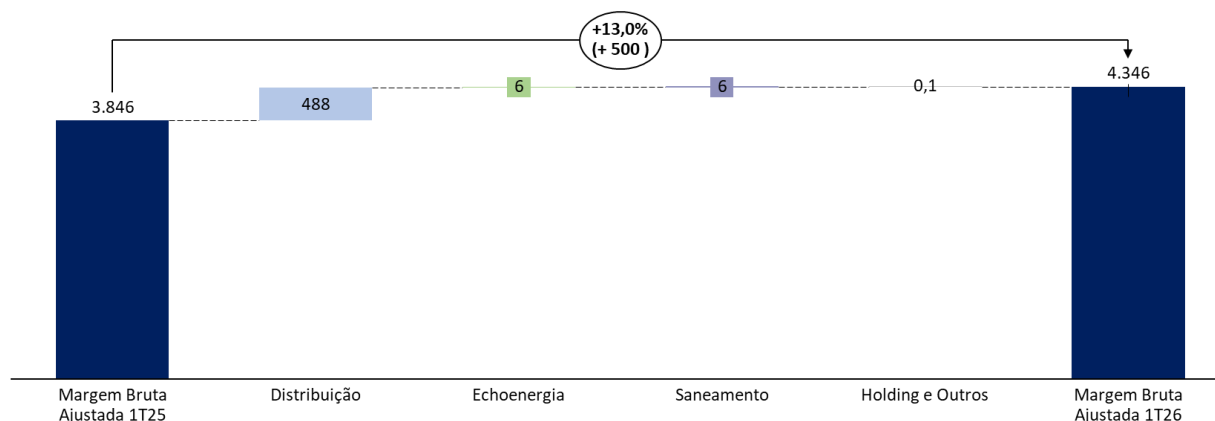
As informações operacionais consolidadas representam 100% dos resultados de controladas diretas e indiretas.

1. DESEMPENHO FINANCEIRO CONSOLIDADO

Demonstração de Resultado	1T25	1T26	Δ%	Δ
R\$ milhões				
Receita operacional bruta (ROB)	15.140	17.519	15,7%	2.379
Receita operacional líquida (ROL)	11.384	12.750	12,0%	1.366
Custos	(7.208)	(8.106)	12,5%	(898)
Margem Bruta	4.175	4.644	11,2%	469
Margem Bruta Ajustada	3.846	4.346	13,0%	500
Custo e despesas operacionais	(1.400)	(1.634)	16,7%	(234)
Outras receitas/despesas operacionais	(129)	(95)	-26,5%	34
Equivalência patrimonial	214	254	18,7%	40
EBITDA	2.647	2.915	10,1%	268
EBITDA Ajustado	2.587	2.879	11,3%	292
Depreciação	(619)	(749)	21,1%	(130)
Amortização de ágio	(81)	(95)	18,1%	(15)
Resultado do serviço (EBIT)	2.161	2.325	7,6%	163
Resultado financeiro	(1.374)	(1.504)	9,5%	(130)
Resultado financeiro ajustado	(1.428)	(1.511)	5,8%	(82)
Lucro antes da tributação (EBT)	787	821	4,2%	33
IR/CSLL	(191)	(214)	11,9%	(23)
Participações minoritárias	(150)	(182)	21,4%	(32)
Lucro líquido Ex Minoritários	446	424	-4,9%	(22)
Lucro líquido Ajustado³	470	359	-23,6%	(111)
Investimentos	2.304	2.585	12,2%	281

³O Lucro Líquido Ajustado do 1T25 considera o resultado de Transmissão, em uma visão mesmos ativos, o valor seria de R\$ 360 milhões.

1.1 MARGEM BRUTA AJUSTADA



De forma consolidada, a Margem Bruta ajustada do grupo Equatorial no 1T26 apresentou um crescimento de 13% em comparação ao 1T25, totalizando R\$ 500 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\$ 488 milhões), em função do crescimento de margem da Equatorial Maranhão (R\$ 168 milhões), da Equatorial Pará (R\$ 108 milhões), da CEEE-D (R\$ 71 milhões), da Equatorial Piauí (R\$ 64 milhões), Equatorial Alagoas (R\$ 51 milhões) e Equatorial Goiás (R\$ 26 milhões).

O resultado também foi impactado pela margem bruta positiva da Echoenergia (R\$ 6 milhões), influenciada pelo menor custo de compra de energia elétrica para revenda.

Neste trimestre, a variação da tarifa fio-b e do crescimento de mercado impactaram a margem da distribuição em R\$ 198 milhões e R\$ 127 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	1T26 Total
Deduções da receita operacional	28	-	-	-	-	28
Não neutralidade CVA	28	-	-	-	-	
Receita Operacional líquida	28	-	-	-	-	28
Ajustes IFRS (VNR/MtM)	(349)	-	-	23	-	(326)
Margem Bruta Ajustada	(321)	-	-	23	-	(298)

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

Deduções da Receita Operacional:

- (i) Não neutralidade CVA no valor de R\$ 28 milhões, que afetou todas as distribuidoras, com o descasamento de itens CVA referente a outros períodos e no trimestre, após mudança metodológica interna para antecipação do fechamento contábil;
- (ii) Ajustes IFRS (VNR): No segmento de Distribuição, o valor é referente à atualização do ativo financeiro (R\$ 349 milhões), com destaque para as distribuidoras do PA, MA e GO que apresentaram um VNR maior, em virtude da atualização do IPCA;
- (iii) Ajustes IFRS (MtM): No segmento Outros, o montante refere-se ao ajuste de marcação a mercado (MtM) dos contratos da comercializadora (R\$ 23 milhões), refletindo o impacto das operações de trading.

1.2 CUSTOS E DESPESAS

Custos Operacionais	1T25	1T26	Δ%	Δ
R\$ milhões				
(+) Pessoal	324	416	29%	93
(+) Material	51	60	17%	9
(+) Serviço de terceiros	643	658	2%	15
(+) Outros	100	154	54%	54
(=) PMSO Reportado	1.117	1.289	15,3%	171
<i>Ajustes - Não Recorrentes</i>	3	-	N/A	(3)
PMSO Ajustado	1.121	1.289	15,0%	168
(+) Provisões	269	308	15%	39
(+) Sistemas Isolados e Subv. CCC	13	37	186%	24
(+) Outras receitas/despesas operacionais	129	95	-27%	(34)
<i>(+) Custo de Remoção</i>	56	86	55%	30
<i>(+) Outros Custos Não Caixa</i>	73	8	-89%	(65)
(+) Depreciação e amortização	619	749	21%	130
Total	2.147	2.477	15,4%	330
IPCA (12 meses)			4,14%	
IGPM (12 meses)			-1,82%	

A partir desse trimestre, 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	1T25	Δ Distribuição	Δ Echoenergia	Δ Saneamento	Δ Outros*	1T26	Δ%	Δ
R\$ milhões								
(+) Pessoal	324	91	1	1	(0)	416	28,6%	93
(+) Material	51	3	6	0	(0)	60	17,2%	9
(+) Serviço de terceiros	643	(31)	33	1	12	658	2,4%	15
(+) Outros	100	22	1	1	31	154	54,4%	54
(=) PMSO Reportado	1.117	84	41	3	43	1.289	15,3%	171
<i>Ajustes</i>	3	12	(27)	-	13	-	-100,0%	(3)
PMSO Ajustado	1.121	96	14	3	56	1.289	15,0%	168
(+) Provisões	269	43	-	0	(4)	308	14,5%	39
(+) Sistemas Isolados e Subv. CCC	13	24	-	-	-	37	185,6%	24
(+) Outras receitas/despesas operacionais	129	(34)	4	1	(5)	95	-26,5%	(34)
(+) Depreciação e amortização	619	125	1	1	2	749	21,1%	130
Custos e Despesas Reportado	2.147	243	47	5	36	2.477	15,4%	330
IPCA (12 meses)							4,14%	
IGPM (12 meses)							-1,82%	

*Inclui PPAs e Eliminações

O PMSO Ajustado apresentou aumento de 15% na comparação entre trimestres, passando de R\$ 1.121 milhões para R\$ 1.289 milhões. Na visão PMSO Ajustado/Consumidor do Trimestre, no segmento de Distribuição, observou-se um crescimento de 6,9% e, desconsiderando os efeitos dos Incentivos de Longo Prazo (ILP), que em parte foram impactados pela performance da ação, a variação seria de 4,0%.

Como principais efeitos do PMSO Ajustado do trimestre, destacamos:

Distribuição:

- (i) *Aumento de R\$ 91 milhões na linha de **Pessoal**, em função principalmente da Primarização (R\$15,1 milhões) que está ocorrendo nas distribuidoras do PA (regional Sul), AP, AL e GO (Uruaçu), além de provisionamento para pagamento de remuneração variável, incentivos de longo prazo – ILP e reajustes contratuais, na ordem de R\$ 56,9 milhões;*
- (ii) *Redução de R\$ 31 milhões de **Serviço de Terceiros**, reflexo da Primarização das equipes, redução nos serviços de limpeza de faixa e poda em virtude da não mobilização de equipes terceiras, redução em despesas voltadas ao Relacionamento com Clientes no AL (estratégia de reversão das provisões);*
- (iii) *Aumento de R\$ 22 milhões em **Outros**, principalmente em função do pagamento de tributos devido à frota primarizada e imóveis e doação anual para o Instituto Equatorial;*

Outros (Holding):

- (i) *Aumento de R\$ 31 milhões, sendo R\$ 14 milhões relacionados à contabilização de Pis/Cofins sobre a declaração de JSCP da Sabesp;*

Na linha de Provisões, houve aumento de 14,5%, refletindo a movimentação das provisões para contingências, com destaque para Goiás, em função do maior reconhecimento de *impairment* e PECLD relacionados às provisões da FUNAC (R\$ 49 milhões), decorrente do aumento no saldo de processos contabilizados no 4T25.

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

Na tabela abaixo apresentamos os efeitos não caixa, abertos por segmento:

Não Recorrentes / Não Caixa Custos	Distribuição	Echoenergia	Saneamento	Outros	PPAs	1T26 Total
Outros Custos Não Caixa	8	-	-	-	-	8

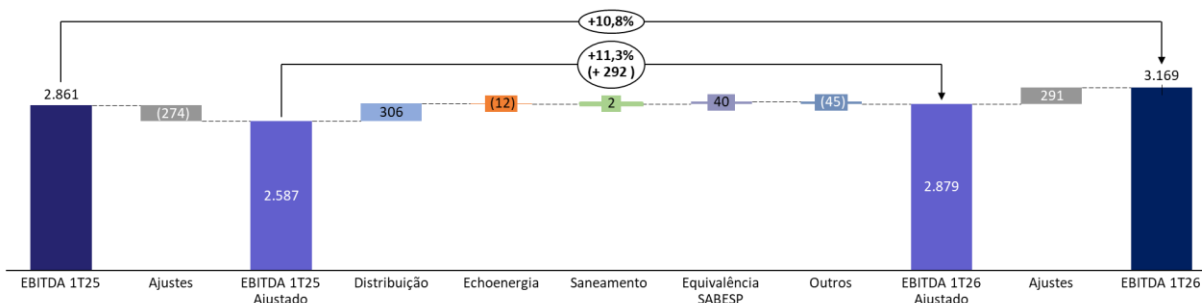
Abaixo o detalhamento do efeito não recorrente/não caixa:

Outros Custos Não Caixa

- (i) *Contabilização de R\$ 8 milhões nas distribuidoras, referente à perda esperada por redução ao valor recuperável, correspondente à baixa de estoque (não caixa);*

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\$ 3.169 milhões no 1T26, valor 10,8% superior ao 1T25, que foi afetado principalmente por: EBITDA Ajustado da distribuição de R\$ 2.544 milhões, no 1T26 e R\$254 milhões de equivalência da SABESP.

O EBITDA ajustado por efeitos não recorrentes e não caixa alcançou R\$ 2.879 milhões, 11,3% superior ao mesmo período do ano anterior, ou R\$ 292 milhões superior, crescimento explicado principalmente por (i) aumento do segmento de distribuição em R\$ 306 milhões, fruto do crescimento da margem bruta e (ii) efeito da equivalência patrimonial da SABESP, que cresceu R\$ 40 milhões entre trimestres.

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

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

EBITDA	1T25	1T26	Δ%	Δ
R\$ milhões				
EBITDA Equatorial Societário	2.861	3.169	10,8%	308
Ajustes EBITDA	(274)	(291)	6,1%	(17)
Não Recorrentes / Não Caixa	101	35	-64,8%	(65)
(-) VNR	(344)	(349)	1,6%	(5)
(-) MtM	(31)	23	-173,9%	54
EBITDA Equatorial Ajustado	2.587	2.879	11,3%	292

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

Não Recorrentes EBITDA	Distribuição	Echoenergia	Saneamento	Outros	PPAs	1T26 Total
Margem Bruta	28	-	-	-	-	28
Ajustes IFRS (VNR/MTM)	(349)	-	-	23	-	(326)
Margem Bruta Ajustada	(321)	-	-	23	-	(298)
Outros Custos Não Caixa	8	-	-	-	-	8
Ajustes EBITDA	(313)	-	-	23	(0)	(291)

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	1T25	Δ Distribuição	Δ Echoenergia	Δ Outros	1T26	Δ%	Δ
R\$ milhões							
(+) Rendas Financeiras	316	41	14	8	380	20,2%	64
(+) Acréscimo Moratório - Venda de Energia	120	0	(0)	(0)	120	-0,1%	(0)
(+) Encargos da dívida	(1.656)	(326)	23	94	(1.864)	12,6%	(208)
(+) Encargos CVA	(9)	93	-	-	84	-1012,8%	93
(+) AVP - Comercial	9	1	-	(0)	10	5,4%	1
(+) Contingências	(65)	6	-	1	(57)	-11,7%	8
(+) Outras Receitas / Despesas	(90)	17	6	(109)	(176)	95,8%	(86)
Resultado financeiro	(1.374)	(168)	43	(5)	(1.504)	9,4%	(130)
(-/+ Efeitos Não Recorrentes	-				-	N/A	-
(-/+ Efeitos Não Caixa	(55)				(7)	-87,8%	48
Resultado financeiro ajustado	(1.429)				(1.511)	5,7%	(82)

De forma consolidada, o resultado financeiro reportado da Companhia atingiu R\$ 1.504 milhões negativos contra R\$ 1.374 milhões negativos no 1T25, enquanto resultado financeiro ajustado por efeitos não recorrentes e não caixa no 1T26 foi de R\$ 1.511 milhões negativos, 5,7% maior em relação ao 1T25. A piora no resultado financeiro do trimestre é explicada, principalmente, pelo aumento do CDI, principal indexador da dívida (2,99% no 1T25 vs 3,41% no 1T26) aliado ao crescimento de 14,7% no saldo da dívida no período.

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

Não Recorrentes Resultado Financeiro	Distribuição	Echoenergia	Saneamento	Outros	PPAs	1T26 Total
Resultado Financeiro	-	-	-	-	-	-
Não Caixa	Distribuição	Echoenergia	Saneamento	Outros	PPAs	1T26 Total
Atualização das PNs				(7)		

Abaixo o detalhamento do efeito não caixa:

- (i) *Efeitos não Caixa: Contabilização de R\$ 7 milhões de atualização da opção de compra das ações preferenciais na Equatorial Distribuição.*

1.5 LUCRO LÍQUIDO

De forma consolidada, o lucro líquido do período foi de R\$ 607 milhões, enquanto o lucro líquido ajustado do período foi de R\$ 359 milhões.

Lucro Líquido Consolidado (R\$ Milhões)	1T25	1T26	Δ%	Δ
Distribuição	645	676	5%	31
Echo Participações	(26)	(27)	3%	(1)
Echo Crescimento	(71)	(48)	-33%	24
Serviços	(1)	(65)	N/A	(64)
CSA	(59)	(40)	-33%	19
PPAS	14	-	-100%	(14)
Holding + outros	205	110	-46%	(95)
(=) Lucro Líquido	706	607	-14%	(100)
Ajustes Totais	(237)	(248)	5%	(11)
Ajustes Distribuição	67	(26)	-139%	(93)
Ajustes Echoenergia	-	-	N/A	-
Ajustes Saneamento	-	-	N/A	-
Ajustes Serviços	-	-	N/A	-
Ajustes PPAS e Holding	(1)	-	-100%	1
Ajustes PNs - Não caixa	(55)	(7)	-88%	48
Ajustes IFRS (VNR e MtM)	(247)	(215)	-13%	32
(=) Lucro Líquido Equatorial Ajustado	470	359	-23,6%	(111)
(=) Lucro Líquido	706	607	-14,1%	(100)
<i>(-) Participações Minoritárias</i>	<i>(150)</i>	<i>(182)</i>	<i>21,4%</i>	<i>(32)</i>
(=) Lucro Líquido Ex Minoritários	556	424	-23,7%	(132)
Lucro Líquido Ajustado - Mesmos ativos	360	359	-0,3%	(1)

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\$ 113,6 milhões e (ii) o valor da atualização das PNs por CDI, que no trimestre registrou R\$ 38,8 milhões. Efetuando estes ajustes, o Lucro Líquido Ex Minoritários seria de R\$ 454,3 milhões.

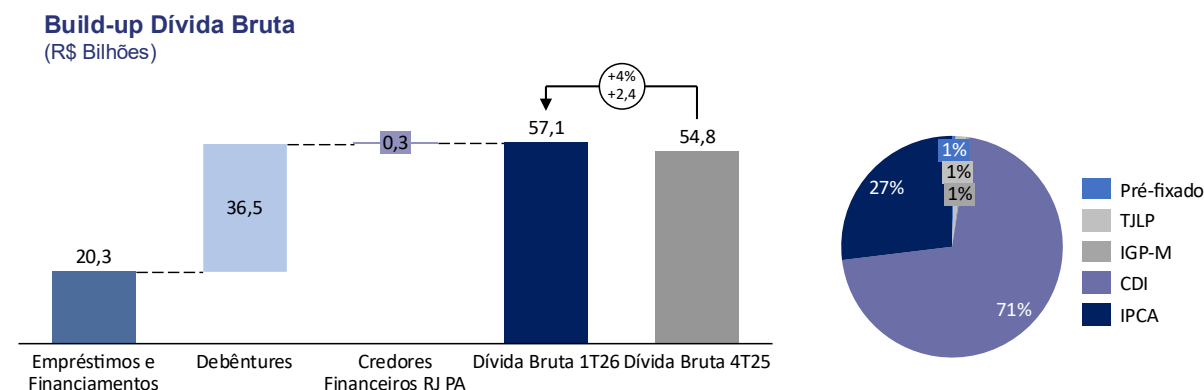
Abaixo apresentamos os efeitos não recorrentes e não caixa que impactaram o lucro da companhia:

Não Recorrentes Lucro Líquido	Distribuição	Echoenergia	Saneamento	Outros	PPAs	1T26 Total
Ajustes EBITDA (Margem + Custos)	28	-	-	-	-	28
Impostos	(54)	-	-	-	-	(54)
Ajuste PNs - Não caixa	-	-	-	(7)	-	(7)
<i>Ajustes IFRS (VNR / MtM) líquido de impostos</i>	<i>(230)</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>15</i>	<i>-</i>	<i>(215)</i>
Ajustes Totais Lucro Líquido	(257)	-	-	8	-	(248)

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.

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\$ 57,1 bilhões, representando um aumento de 4,3% em relação ao 4T25. Para abertura mais detalhada da dívida, visite o website de RI, na seção: Informações Financeiras – Dados Operacionais e Financeiros.



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	57,1
(-) Ajustes Covenants	1,2
(-) Disponibilidades	11,6
Dívida Líquida	44,3
EBITDA Covenants	16,6
Dívida líquida / EBITDA	2,7x

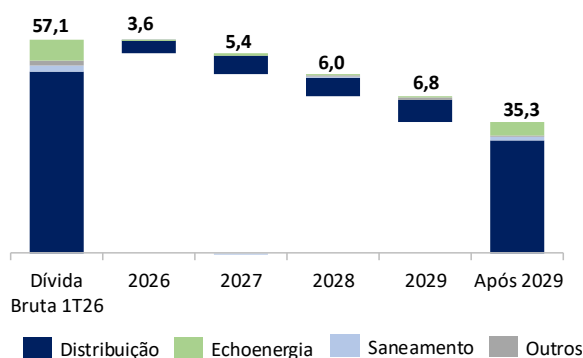
Prazo e Custo Médio

6,1 anos / 13,74% a.a.

Referente ao custo médio do passivo incorrido no período

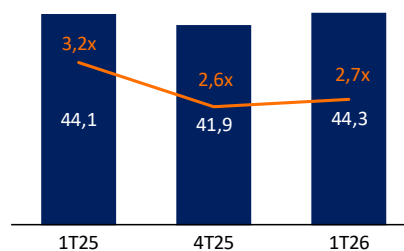
Cronograma de Amortização

(R\$ Bi)



Histórico Dívida Líquida / EBITDA

Visão Covenants (R\$ Bi)



A dívida líquida apurada para fins de *covenants* atingiu R\$ 44,3 bilhões, implicando numa relação dívida líquida/EBITDA de 2,7x, desconsiderando o ganho de capital da Transmissão, a relação dívida líquida/EBITDA fica em 3,1x. A abertura do quadro de *covenants* apresenta o EBITDA da Equatorial, além da equivalência patrimonial da participação de 15% na SABESP, ambos referentes aos últimos 12 meses.

Nos últimos 12 meses a parcela da dívida do grupo indexada ao CDI registrou um custo de 15,5% a.a., ou CDI + 0,58% a.a., enquanto a parcela da dívida indexada ao IPCA registrou um custo médio de 9,4% a.a., ou IPCA + 5,40% a.a.

A cobertura de caixa com relação às obrigações de curto prazo da Companhia foi de 2,5x no 1T26, e o prazo médio da dívida aumentou de 5,6 (1T25) para 6,1 anos com as captações realizadas no período.

1.7 INVESTIMENTOS

Investimentos	1T25	1T26	Δ%	Δ
R\$ milhões				
Distribuição	2.252	2.536	13%	284
Ativos elétricos	1.805	1.931	7%	125
Obrigações especiais	317	464	46%	147
Ativos não elétricos	130	142	9%	12
Renováveis	8	35	354%	28
Ativos Operacionais	3	35	976%	32
Projetos em desenvolvimento	5	0	-	-4
Saneamento	35	9	-74%	-26
Outros	9	5	-49%	-4
Total Equatorial	2.304	2.585	12%	281

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 1T26 os investimentos consolidados somaram cerca de R\$ 2,58 bilhões, volume 12% superior ao registrado no 1T25.

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

A linha de Obrigações especiais apresentou um aumento relevante devido a maiores investimentos no PLPT (Programa Luz para Todos), PLPT Remoto e avanços na construção de uma nova Subestação em Alagoas.

Os investimentos em ativos não elétricos representaram 9,4% do CAPEX total no segmento de distribuição na comparação entre os trimestres. Nesta linha destacam-se os investimentos em Projetos Estratégicos, sendo estes, em sua maioria, projetos de inovação relevantes para o grupo, representando cerca de 51,4% ou R\$ 73 milhões do CAPEX não elétrico da Distribuição no 1T26.

Para maiores detalhes, ver seção de “Distribuição”.

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

1.8 ESG (Environmental, Social and Governance)

O Grupo Equatorial chega a este trimestre consolidando um ciclo de avanços na agenda de sustentabilidade e eficiência operacional. A evolução nos ratings ESG e a permanência na carteira do ISE B3 no ano de 2026 mostram que a estratégia de negócios está realmente integrada a essas práticas.

No campo da inovação e eficiência, o início deste ano foi marcado pelo reconhecimento no Prêmio OSE (O Setor Elétrico), onde vencemos em três categorias técnicas. Além disso, alcançamos o 2º lugar entre as empresas de energia mais inovadoras do país no uso de TI, o que reforça como a tecnologia tem sido um motor fundamental para a modernização dos nossos ativos e processos.

No pilar social, as entregas deste semestre reforçam o foco na geração de valor compartilhado por meio do Instituto Equatorial. O programa Energia Feminina segue como o grande destaque de inclusão produtiva, tendo mobilizado 400 mulheres e ganhado projeção no festival global *World Creativity Day*. Para escalar ainda mais o impacto em nossas áreas de atuação, divulgamos o resultado da 2ª edição do Edital Diálogos, que vai destinar R\$ 4 milhões para apoiar projetos de organizações da sociedade civil e o restante do investimento, R\$ 2,9 milhões, foram destinados para outros projetos, como o Energia Feminina, cursos de profissionalização em ciência e tecnologia para jovens, dentre outros. Além do fomento direto, lançamos uma parceria estratégica com a rede Gerando Falcões para a implementação do programa Favela 3D, voltado para a transformação estrutural e geração de renda em periferias. Fechando esse ciclo com foco em economia circular, avançamos com o Projeto Recriar, que capacita pessoas em situação de vulnerabilidade para transformar nossos antigos uniformes operacionais em novos itens, como mochilas e porta-capacetes.

É importante destacar também a redução da Intensidade de Emissões de SF6, através de medidas adotadas junto às Distribuidoras, como um maior número de manutenções em disjuntores, havendo uma redução de 16,7% na comparação com o 1T25.

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

Indicadores ESG	Unidade	1T25	1T26	Δ%
Ambiental				
Consumo de Combustíveis Renováveis na Frota Administrativa	L	257.770	240.128	-6,8%
Intensidade de Emissões de SF6	tCO2eq/GWh	0,036	0,030	-16,7%
Número de Ligações de Energia em Áreas Remotas via SIGFI (Sistema Individual de Geração de Energia Elétrica com Fonte Intermitente)	#	2.196	2.250	2,5%
Investimentos P&D e Eficiência Energética em Meio Ambiente	R\$ mil	29.359	15.465	-47,3%
Social				
% de Mulheres no Grupo Equatorial	%	33,9%	33,3%	-1,8%
% de Mulheres em Cargos de Liderança x Total de Líderes	%	22,3%	23,0%	3,1%
% de Negros em Cargos de Liderança x Total de Líderes	%	6,8%	6,5%	-4,4%
% de Fornecedores Locais	%	43,1%	49,6%	15,0%
Investimentos Sociais	R\$ mil	270	8.940	3211,1%
TG Próprios	#	53	54	1,9%
TG Terceiros	#	320	566	76,9%
Número de óbitos de empregados (próprios + terceiros)	#	1	3	200,0%
Número de Acidentes com a População	#	9	11	22,2%
Número de Unidades Consumidoras (UCs) beneficiadas pela Tarifa Social de Energia Elétrica (TSEE)	#	4.350.927	4.208.782	-3,3%
Governança				
% de Conselheiros Independentes ¹	%	86,0%	86,0%	0 p.p.
% de Mulheres no Conselho	%	14,0%	12,5%	-0,015 p.p.
% de Colaboradores Treinados na Trilha de Integridade	%	97,9%	99,0%	1,1 p.p.
Casos Registrados no Canal de Ética	#	168	297	76,8%

1 - Considera composição atual

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

2. DISTRIBUIÇÃO

2.1 DESEMPENHO COMERCIAL

Dados Operacionais		1T25								1T26							
		MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total
Energia Injetada SIN	GWh	2.261	3.426	1.218	1.384	3.043	424	4.596	16.352	2.417	3.667	1.272	1.430	2.911	425	4.402	16.524
Sistema isolado	GWh	0	68	0	0	0	13	0	82	1	67	1	0	0	14	0	83
Energia injetada pela Geração Distribuída	GWh	205	299	217	180	161	24	650	1.736	266	384	277	236	215	39	913	2.330
Energia Injetada Bruta Total	GWh	2.466	3.793	1.435	1.564	3.204	461	5.247	18.171	2.684	4.119	1.549	1.666	3.126	479	5.315	18.937
Varição Injetada Bruta Total (%)	%									8,8%	8,6%	7,9%	6,5%	-2,4%	3,9%	1,3%	4,2%
Residencial - convencional	GWh	688	711	301	318	957	101	1.369	4.444	718	731	297	330	928	113	1.279	4.395
Residencial - baixa renda	GWh	422	428	199	193	153	79	264	1.738	455	463	219	206	146	73	293	1.856
Industrial	GWh	27	53	13	17	39	8	65	222	21	40	13	12	29	7	54	176
Comercial	GWh	126	261	106	118	394	48	375	1.429	125	242	99	107	343	47	312	1.275
Outros	GWh	354	359	205	180	382	38	645	2.163	368	368	198	187	351	41	611	2.124
Consumidores Cativos	GWh	1.616	1.812	824	826	1.925	275	2.718	9.996	1.688	1.845	826	842	1.796	280	2.549	9.825
Industrial	GWh	107	356	38	181	267	4	935	1.888	123	405	44	182	293	5	942	1.993
Comercial	GWh	141	246	72	103	285	19	232	1.099	158	281	83	108	313	20	259	1.223
Outros	GWh	9	34	20	41	71	4	59	239	16	42	24	62	102	5	68	319
Consumidores Livres	GWh	257	636	130	325	623	27	1.227	3.225	297	727	151	353	708	30	1.269	3.535
Energia de Conexão - outras Distribuidoras	GWh	4	8	44	3	21	0	3	82	4	7	47	4	20	0	1	82
Energia Faturada	GWh	1.878	2.456	998	1.155	2.568	302	3.947	13.304	1.989	2.579	1.024	1.198	2.524	310	3.818	13.442
Varição Faturada (%)	%									5,9%	5,0%	2,6%	3,7%	-1,7%	2,6%	-3,3%	1,0%
SCEE - GDII + GD III	GWh	54	104	57	43	29	14	147	448	91	161	89	74	52	25	338	830
Mercado Fio B	GWh	1.931	2.560	1.056	1.198	2.597	316	4.095	13.752	2.079	2.740	1.113	1.273	2.575	335	4.157	14.273
Varição Mercado Fio B (%)	%									7,7%	7,1%	5,5%	6,2%	-0,8%	6,2%	1,5%	3,8%
Energia Medida Total + Fluxo Passante	GWh	2.016	2.703	1.208	1.281	2.724	325	4.632	14.889	2.190	2.910	1.303	1.373	2.723	349	4.760	15.608
Varição Energia Medida Total + Fluxo Passante (%)	%									8,6%	7,7%	7,9%	7,1%	0,0%	7,5%	2,8%	4,8%
Número de Consumidores	MIL	2.799	3.047	1.547	1.398	1.971	264	3.454	14.479	2.870	3.103	1.590	1.432	2.011	277	3.550	14.834
Varição Número de Consumidores (%)	%									2,5%	1,8%	2,8%	2,5%	2,0%	4,8%	2,8%	2,4%

PERDAS (12 meses)

Distribuidoras	1T25	4T25	1T26	Regulatório 1T26 Homologado Pós CP 09	Δ 1T25	Δ 4T25	Δ Regulatório
Consolidado	18,2%	18,1%	18,0%	18,9%	-0,2%	-0,1%	-0,9%
Equatorial Maranhão	18,6%	19,2%	19,2%	19,1%	0,6%	0,0%	0,1%
Equatorial Pará	29,3%	29,6%	29,7%	28,9%	0,4%	0,1%	0,8%
Equatorial Piauí	17,5%	17,1%	17,1%	19,3%	-0,4%	0,0%	-2,2%
Equatorial Alagoas	17,0%	16,5%	16,4%	18,6%	-0,5%	-0,1%	-2,2%
CEEE-D	13,5%	13,7%	13,1%	12,5%	-0,4%	-0,6%	0,5%
CEA ¹	32,0%	30,8%	30,2%	33,2%	-1,8%	-0,6%	-3,0%
Equatorial Goiás	10,8%	10,3%	10,0%	12,8%	-0,8%	-0,3%	-2,8%

¹Em 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 de adicional R\$ 55,3 milhões, homologado pela REH 3.572, de 07 de abril de 2026, e é referente ao parágrafo único do art. 4º b da lei 12.111, de 09 de dezembro de 2009. Este mecanismo complementar, previsto em lei, se extingue no processo tarifário de 2026.

As informações operacionais foram divulgadas na planilha de dados do site. Para acessar o documento, [clique aqui](#).

PERCENTUAL DE CONTRATAÇÃO (12 meses)

A seguir, apresentamos a expectativa do nível de contratação das distribuidoras para o primeiro trimestre de 2026 na visão com e sem ajustes decorrentes da sobrecontratação involuntária.

1T26	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO
% de contratação	99,24%	97,24%	101,91%	111,33%	101,66%	139,86%	112,32%
% desconsiderando involuntária	99,24%	97,24%	101,91%	106,01%	101,66%	104,35%	107,74%

O efeito da sobrecontratação de Goiás e Alagoas no trimestre gerou um resultado positivo de R\$ 756 mil e R\$ 56,5 mil, respectivamente, devido ao preço médio do PLD estar maior do que o preço médio de compra.

O percentual de contratação no AP foi consideravelmente mais alto em função da incorporação dos contratos A10 firmados em 2015, período em que a CEA ainda não fazia parte do SIN e havia uma expectativa de crescimento mais robusto do estado, que acabou se materializando em ritmo inferior ao projetado. Desconsiderando o efeito da sobrecontratação involuntária, a CEA se enquadra dentro do patamar regulatório, ou seja, abaixo de 105%.

PECLD e ARRECADAÇÃO – TRIMESTRE

PECLD/ROB ¹	1T25	1T26	Δ	Arrecadação - IAR	1T25	1T26	Δ
Equatorial Maranhão	1,68%	2,35%	0,67 p.p.	Equatorial Maranhão	97,68%	96,00%	-1,68 p.p.
Equatorial Pará	2,21%	2,79%	0,59 p.p.	Equatorial Pará	96,66%	95,24%	-1,42 p.p.
Equatorial Piauí	2,66%	2,17%	-0,49 p.p.	Equatorial Piauí	99,27%	96,91%	-2,36 p.p.
Equatorial Alagoas	1,83%	0,47%	-1,36 p.p.	Equatorial Alagoas	98,95%	100,03%	1,08 p.p.
CEEE-D	1,87%	1,21%	-0,66 p.p.	CEEE-D	94,71%	95,12%	0,41 p.p.
CEA	2,94%	1,00%	-1,94 p.p.	CEA	92,76%	101,20%	8,44 p.p.
Equatorial Goiás	0,58%	0,77%	0,19 p.p.	Equatorial Goiás	100,58%	100,89%	0,31 p.p.
Consolidado	1,66%	1,64%	-0,01 p.p.	Consolidado	97,83%	97,52%	-0,31 p.p.

¹ Desconsidera Receita de Construção

De maneira consolidada, a PECLD do grupo atingiu 1,64% da ROB contra 1,66% no 1T25, valor em linha entre os trimestres. Este resultado é reflexo, principalmente, do desempenho da CEA, Equatorial Alagoas, CEEE-D e Equatorial Piauí.

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 97,52%, com destaque para os níveis de arrecadação da CEA (101,20%), Equatorial Alagoas (100,03%) e Equatorial GO (100,89%). Em contrapartida, houve uma menor arrecadação na Equatorial PI, MA e PA.

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	1T25	4T25	1T26	Regulatório	Δ 1T25	Δ 4T25	Δ Regulatório
DEC							
Equatorial Maranhão	12,5	13,2	13,2	13,7	0,7	0,0	-0,6
Equatorial Pará	18,9	15,8	15,5	20,3	-3,4	-0,3	-4,8
Equatorial Piauí	18,1	17,4	18,4	18,0	0,3	1,0	0,4
Equatorial Alagoas	17,9	13,9	13,6	14,1	-4,3	-0,3	-0,5
Equatorial Rio Grande do Sul	15,7	9,8	10,2	7,6	-5,5	0,3	2,6
Equatorial Amapá	33,5	28,0	26,9	45,0	-6,6	-1,0	-18,0
Equatorial Goiás	14,9	12,7	11,4	11,0	-3,5	-1,2	0,4
FEC							
Equatorial Maranhão	5,3	6,0	6,3	7,9	1,0	0,3	-1,6
Equatorial Pará	7,6	6,9	6,8	14,6	-0,7	-0,1	-7,8
Equatorial Piauí	6,4	6,3	6,6	11,0	0,2	0,3	-4,5
Equatorial Alagoas	6,1	5,4	5,2	10,8	-0,9	-0,2	-5,6
Equatorial Rio Grande do Sul	6,3	4,5	4,5	5,3	-1,8	0,1	-0,8
Equatorial Amapá	14,2	12,3	11,8	30,4	-2,3	-0,4	-18,6
Equatorial Goiás	7,1	5,9	5,3	7,1	-1,8	-0,6	-1,9

O Grupo Equatorial iniciou 2026 mantendo a consistência operacional observada ao longo de 2025, com desempenho sólido nos indicadores de continuidade (DEC e FEC) e aderência regulatória na maior parte das concessões.

No DEC, as distribuidoras do Maranhão, Pará, Alagoas, Amapá e Goiás apresentaram melhora em relação ao trimestre anterior, com destaque para Maranhão, Pará, Alagoas e Amapá, que permaneceram dentro dos limites regulatórios, e Goiás com trajetória de atingimento. As distribuidoras, Piauí e Rio Grande do Sul registraram aumento pontual no indicador, refletindo o período chuvoso mais intenso entre janeiro e março. Ainda assim, as distribuidoras seguem focadas no reforço da rede e no aumento da resiliência operacional.

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

2.3 DESEMPENHO FINANCEIRO

Análise da receita	1T25								1T26								Δ%
R\$ milhões	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total	Total
(+) Vendas as classes	1.327	1.972	794	810	1.564	264	2.495	9.226	1.652	2.048	919	763	1.800	275	2.677	10.134	10%
Renda Não Faturada	(25)	(24)	(12)	7	84	(4)	65	92	(9)	(13)	(13)	5	70	(6)	8	42	-55%
(+) Ult. de demanda / reativo excedente	(5)	(11)	(3)	(4)	(10)	(1)	(17)	(51)	(5)	(12)	(4)	(4)	(10)	(1)	(19)	(54)	6%
(+) Outras receitas	348	689	169	205	354	69	583	2.417	503	913	277	264	444	110	799	3.309	37%
Subvenção baixa renda	92	118	53	52	19	11	48	395	163	193	99	79	26	16	80	657	66%
Subvenção CDE outros	54	206	44	53	55	31	148	590	80	237	67	63	117	38	189	790	34%
Uso da rede	55	149	37	71	193	15	275	796	83	212	55	78	237	14	398	1.078	36%
Atualização ativo financeiro	101	152	6	5	38	3	39	344	109	178	6	4	16	1	35	349	2%
Bandeira Tarifária	7	9	4	4	7	4	-	34	24	28	22	20	3	35	12	143	323%
Multa por atraso de pagamento	16	24	10	8	9	3	24	93	20	25	11	8	11	3	30	107	15%
(+) Outras receitas operacionais	23	31	16	12	33	3	49	166	25	40	17	12	34	3	55	186	12%
Outras Receitas (Parcela B)	13	20	8	6	25	2	33	107	14	27	7	6	25	2	34	115	7%
(+) Suprimento	12	20	6	8	23	17	40	127	56	66	28	17	58	56	61	343	170%
(+) Valores a receber de parcela A	71	26	37	(75)	(67)	55	247	295	(4)	71	6	68	(26)	27	101	243	-18%
(+) Receita de construção	307	720	190	160	308	82	486	2.252	273	787	231	169	308	131	638	2.536	13%
(=) Receita operacional bruta	2.060	3.416	1.193	1.103	2.172	486	3.834	14.265	2.474	3.873	1.458	1.277	2.574	597	4.256	16.511	16%
(+) Deduções à receita	(528)	(721)	(315)	(290)	(610)	(104)	(1.105)	(3.674)	(737)	(860)	(430)	(341)	(816)	(122)	(1.361)	(4.666)	27%
PIS/COFINS/ICMS/ISS	(414)	(562)	(247)	(231)	(382)	(85)	(664)	(2.584)	(560)	(634)	(332)	(251)	(505)	(94)	(791)	(3.168)	23%
Compensações Indicadores de Qualidade	(8)	(14)	(11)	(1)	(22)	(2)	(55)	(112)	(11)	(10)	(10)	(3)	(13)	(2)	(36)	(86)	-23%
Demais Deduções (CDE e Encargos)	(107)	(146)	(57)	(58)	(205)	(18)	(387)	(977)	(166)	(215)	(87)	(87)	(298)	(25)	(534)	(1.412)	45%
(=) Receita operacional líquida	1.532	2.695	879	813	1.562	382	2.729	10.592	1.737	3.013	1.029	936	1.759	476	2.896	11.845	12%
(-) Receita de construção	(307)	(720)	(190)	(160)	(308)	(82)	(486)	(2.252)	(273)	(787)	(231)	(169)	(308)	(131)	(638)	(2.536)	13%
(=) Receita operac. líq. sem rec.de construção	1.226	1.975	688	653	1.254	300	2.243	8.340	1.464	2.227	797	767	1.451	345	2.258	9.309	12%
(-) Energia comprada e transporte e Encargos	(625)	(937)	(350)	(370)	(769)	(145)	(1.217)	(4.414)	(680)	(1.046)	(387)	(415)	(893)	(201)	(1.279)	(4.900)	11%
(=) Margem Bruta	600	1.038	338	283	485	155	1.026	3.926	784	1.181	411	352	558	144	979	4.409	12%
(+) Não-Recorrentes	-	-	-	18	-	-	-	18	(8)	(8)	(8)	(1)	(24)	9	69	28	57%
(-) VNR	(101)	(152)	(6)	(5)	(38)	(3)	(39)	(344)	(109)	(178)	(6)	(4)	(16)	(1)	(35)	(349)	2%
(=) Margem Bruta Ajustada (Ex-VNR)	499	886	333	296	447	152	986	3.600	668	994	397	347	518	152	1.012	4.088	14%
<i>Δ% Margem Bruta Ajustada</i>									33,7%	12,2%	19,2%	17,1%	15,9%	-0,4%	2,6%	13,5%	

2.4 MARGEM BRUTA

No 1T26, a Margem Bruta ajustada das distribuidoras ex-VNR alcançou R\$ 4,09 bilhões, 14% maior do que o mesmo período do ano anterior, influenciada, principalmente, pelo efeito positivo da tarifa fio-B (R\$ 198 milhões) e crescimento de mercado (R\$ 127 milhões). A Equatorial Maranhão foi a distribuidora que mais contribuiu para a variação positiva da margem do trimestre (+ R\$ 168 milhões).

2.5 DESPESAS OPERACIONAIS E PMSO/CONSUMIDOR

Custos Operacionais R\$ milhões	1T25									1T26									Δ%
	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total			
(+) Pessoal	64	52	16	26	29	10	40	238	57	65	35	36	28	17	91	329	38%		
(+) Material	5	9	3	5	3	3	17	45	6	10	4	4	6	1	16	47	6%		
(+) Serviço de terceiros	105	118	71	40	112	22	218	686	113	124	70	39	120	13	176	655	-5%		
(+) Outros	9	8	4	3	8	1	15	47	10	11	6	4	10	2	26	69	46%		
(=) PMSO Reportado	182	188	94	75	151	36	290	1.016	186	210	115	84	163	34	310	1.100	8%		
Ajustes	(4)	(6)	(1)	(1)	-	-	-	(12)	-	-	-	-	-	-	-	-	-100%		
PMSO Ajustado	178	182	93	74	151	36	290	1.004	186	210	115	84	163	34	310	1.100	10%		
PECLD e perdas	30	59	27	17	35	12	19	199	52	86	27	5	27	5	28	230	15%		
PECLD/ROB (Ex-Receita de Construção)	1,7%	2,2%	2,7%	1,8%	1,9%	2,9%	0,6%	1,7%	2,4%	2,8%	2,2%	0,5%	1,2%	1,0%	0,8%	1,6%			
Provisões - contingências	3	5	2	3	15	0	17	46	6	9	1	(7)	21	1	10	41	-10%		
Provisões - FUNAC	-	-	-	-	-	-	31	31	-	-	-	-	-	-	49	49	55%		
(+) Provisões	33	64	28	21	50	12	68	277	58	95	27	(1)	49	5	87	320	16%		
Ajustes PECLD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
Ajustes Provisões	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
(=) Provisões Ajustadas	33	64	28	21	50	12	68	277	58	95	27	(1)	49	5	87	320	16%		
(+) Sistemas Isolados e Subv. CCC	(13)	22	-	-	-	3	-	13	0	32	-	-	-	5	-	37	186%		
(+) Outras receitas/despesas operacionais	31	17	8	6	(14)	1	78	128	14	43	19	9	(1)	2	7	94	-27%		
(+) Depreciação e amortização	97	112	49	36	46	15	182	536	100	167	54	40	82	21	198	662	23%		
(=) Custos e despesas gerenciáveis	330	404	179	137	234	68	618	1.970	358	547	216	131	293	67	602	2.213	12%		
PMSO Ajustado/Consumidor (12m)	255	236	247	213	298	526	347	279	258	263	271	236	330	498	337	291			
Δ% PMSO por Consumidor									1,0%	11,5%	9,8%	10,6%	10,9%	-5,4%	-2,8%	4,5%			

MARANHÃO

No comparativo entre trimestres, o PMSO Ajustado/Consumidor, na visão 12 meses, aumentou 1,0%, totalizando R\$ 258. O PMSO ajustado do período aumentou 4,1%, ou R\$ 7,3 milhões maior do que no mesmo período do ano anterior.

O aumento do trimestre vem principalmente da linha de **Serviços de Terceiros** (R\$ 8 milhões) e reflete uma maior mobilização de equipes para serviços de recuperação de energia, de faturamento e entrega de contas e manutenção de softwares.

A **PECLD** atingiu R\$ 52 milhões no 1T26 e representa 2,4% da ROB, um aumento de R\$ 22 milhões em comparação com o 1T25, reflexo do crescimento do nível de constituição PECLD por envelhecimento de dívida, concentrado principalmente no residencial, influenciado pelo percentual médio do reajuste tarifário do MA de 17,90%.

PARÁ

No 1T26, o PMSO Ajustado/Consumidor, na visão 12 meses, aumentou 11,5%, totalizando R\$ 263. O PMSO ajustado do período atingiu R\$ 210 milhões, 15,4% maior que o 1T25, ou R\$ 27,9 milhões.

O aumento do PMSO no trimestre vem principalmente das linhas de **Pessoal** e **Serviço de Terceiros**. Em Pessoal (R\$ 13 milhões) refere-se ao maior *headcount* entre períodos influenciado pela primarização, remuneração variável e aumento de despesas com incentivos de longo prazo, fruto da performance da ação. Em Serviço de Terceiros (R\$ 6 milhões) houve aumento da volumetria de serviços de limpeza de faixa e manutenção da rede de distribuição e subestações, com foco em melhoria dos indicadores de continuidade e redução de penalidades atreladas.

No 1T26, a **PECLD** alcançou R\$ 86 milhões, representando 2,8% da ROB, demonstrando um aumento de R\$ 27 milhões na comparação com o 1T25, sendo o principal influenciador o envelhecimento de faturas do poder público, seguido do segmento de varejo.

PIAUI

O PMSO Ajustado/Consumidor (12 meses) registrou R\$ 271, um aumento de 9,8% contra o 1T25, enquanto o PMSO ajustado cresceu 23,4%, ou R\$ 21,8 milhões.

Essa variação é fruto principalmente da linha de **Pessoal** (R\$ 19 milhões) que foi impactada por fatores como a remuneração variável, compartilhamento de pessoal (salários e benefícios) e aumento de despesas com incentivos de longo prazo, fruto da performance da ação.

A **PECLD** do trimestre foi de R\$ 27 milhões, 2,2% da ROB, permanecendo em linha com o 1T25.

ALAGOAS

O PMSO Ajustado/Consumidor (12 meses) foi de R\$ 236, 10,6% maior que o 1T25, enquanto o cresceu 13,0%, ou R\$ 9,6 milhões.

O aumento do PMSO do trimestre foi concentrado na linha de **Pessoal**, que cresceu R\$ 10,0 milhões, em função das despesas de remuneração variável, incentivos de longo prazo e benefícios, bem como crescimento nas linhas referentes a salários e encargos, em função da inflação acumulada do período.

Em Alagoas, as Perdas Esperadas para Créditos de Liquidação Duvidosa (**PECLD**) do trimestre foram de R\$ 5 milhões, representando 0,5% da ROB, uma redução de R\$ 12 milhões na comparação com o 1T25.

CEEE-D

O PMSO Ajustado/Consumidor (12 meses) foi de R\$ 330, um aumento de 10,9%. O PMSO ajustado do período cresceu R\$ 12 milhões, ou 8,0% em relação ao 1T25.

O aumento do PMSO no período vem principalmente da linha de **Serviços de Terceiros**, em função do maior volume de serviços de faturamento, custos com reaviso de débitos, em decorrência do crescimento da demanda e à expansão das equipes; e com despesa de honorários advocatícios. Na linha de **Materiais** a variação ocorre em função do maior consumo de materiais com o objetivo de reduzir os índices de DEC e FEC.

A **PECLD/ROB** do período atingiu 1,2%, ou R\$ 27 milhões, uma redução de R\$ 7,5 milhões na comparação com o 1T25, fruto do avanço nas ações de cobrança.

CEA

O PMSO Ajustado/Consumidor (12 meses) foi de R\$ 498, valor 5,4% menor que o mesmo período do ano anterior. O PMSO ajustado da CEA foi de R\$ 34 milhões, 6,2% menor que o 1T25.

O PMSO no trimestre apresentou redução, tendo como principal fator a redução da linha de **Serviços de Terceiros** em função dos processos primarizados de plantão, poda e manutenção de rede de distribuição, com contrapartida em aumento na linha de **Pessoal** (R\$ 7,0 milhões), reflexo dos efeitos da primarização, somados ao reajuste anual do ACT, bem como a remuneração variável e aumento de despesas com incentivos de longo prazo, fruto da performance da ação.

No 1T26 a **PECLD/ROB** foi de 1,0% ou R\$ 5 milhões, uma redução de R\$ 7,2 milhões na comparação com o 1T25, impactada pela efetividade do plano de cobrança e fortes campanhas de negociações.

GOIÁS

O PMSO Ajustado/Consumidor (12 meses) foi de R\$ 337 no 1T26, resultado 2,8% menor no comparativo com 1T25. O PMSO ajustado foi de R\$ 310 milhões, 6,7% maior que o mesmo período do ano anterior.

O aumento do PMSO no trimestre foi concentrado na linha de **Pessoal** e de **Outros**. Em Pessoal, refere-se à remuneração variável e despesas com incentivos de longo prazo, fruto da performance da ação e maior *headcount* entre períodos influenciado pela primarização (serviços de Rede de Distribuição, tais como: manutenção, plantão, poda e linha viva). Em Outros houve antecipação do repasse anual para o Instituto Equatorial e aumento com campanhas institucionais e comerciais.

No 1T26 a **PECLD** registrou R\$ 28 milhões no trimestre, ou 0,8% da ROB, um aumento de R\$ 8 milhões em relação ao 1T25, reflexo da atualização da metodologia aplicada para cálculo da matriz de perdas.

2.6 EBITDA

Recomposição EBITDA R\$ milhões	1T25								1T26								Δ%
	MA	PA	PI	AL	CEEE-D	CEA	GO	Total	MA	PA	PI	AL	CEEE-D	CEA	GO	Total	
(+) Resultado do Exercício	142	393	47	56	(3)	8	2	645	272	384	33	120	(41)	(5)	(88)	676	4,9%
(+) Impostos sobre o Lucro	35	93	7	28	-	2	(25)	140	57	73	65	47	-	5	(66)	181	28,8%
(+) Resultado Financeiro	93	147	106	62	255	77	431	1.171	97	176	96	55	306	76	531	1.339	14,4%
(+) Depreciação e Amortização	97	112	49	36	46	15	182	536	100	167	54	40	82	21	198	662	23,4%
(=) EBITDA societário (CVM)*	367	746	208	182	297	102	590	2.492	526	801	249	261	347	98	575	2.857	15%
Ajustes Totais	(94)	(131)	2	15	(56)	(2)	13	(254)	(115)	(173)	(3)	(4)	(61)	4	39	(313)	23,4%
(+) Outras receitas/despesas operacionais	15	15	7	2	(18)	0	52	72	1	14	11	1	(21)	(4)	6	8	-89,3%
(+) Impactos Margem Bruta	-	-	-	18	-	-	-	18	(8)	(8)	(8)	(1)	(24)	9	69	28	57,2%
(+) Sistemas Isolados	(12)	-	-	-	-	-	-	(12)	-	-	-	-	-	-	-	-	-100,0%
(+) Ajustes de PMSO	4	6	1	1	-	-	-	12	-	-	-	-	-	-	-	-	-100,0%
(+) Ajustes Provisões	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	N/A
(-) VNR	(101)	(152)	(6)	(5)	(38)	(3)	(39)	(344)	(109)	(178)	(6)	(4)	(16)	(1)	(35)	(349)	1,6%
(=) EBITDA societário ajustado	273	614	210	197	241	99	603	2.238	411	628	247	257	286	102	614	2.544	13,7%

MARANHÃO

No 1T26, o EBITDA ajustado por VNR e efeitos não recorrentes atingiu R\$ 411 milhões, 50,5% maior que o 1T25, ou R\$ 138 milhões.

A margem bruta ajustada do trimestre registrou crescimento de 33,7% ou R\$ 168 milhões, influenciada principalmente por: (i) tarifa fio-b no valor de R\$ 120 milhões, (ii) crescimento de mercado (R\$ 8 milhões) e (iii) RNF positiva no valor de R\$ 16 milhões.

O PMSO ajustado do período apresentou um aumento de R\$ 7 milhões, enquanto as provisões e contingências ajustadas do período aumentaram R\$ 25 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\$ 628 milhões, 2,3% maior que o 1T25, ou R\$ 14 milhões, em razão do aumento da margem bruta.

A margem bruta ajustada do período aumentou 12,2% ou R\$ 108 milhões, influenciada principalmente por: (i) crescimento de mercado em R\$ 61 milhões e (ii) RNF positiva no valor de R\$ 11 milhões.

O PMSO ajustado aumentou em R\$ 27,9 milhões, enquanto a linha de provisões ajustadas aumentou R\$ 31 milhões em comparação com o 1T25, em decorrência principalmente do aumento de Perdas esperadas por redução ao valor recuperável entre os trimestres.

PIAUI

No Piauí, o EBITDA ajustado por efeitos não recorrentes e não caixa atingiu R\$ 247 milhões, 17,3% maior, ou R\$ 36 milhões, quando comparado com o mesmo período do ano anterior.

A margem bruta ajustada do período aumentou 19,2% ou R\$ 64 milhões comparado ao 1T25, reflexo principalmente de: (i) crescimento de mercado (R\$ 18 milhões) e (ii) aumento da tarifa fio-b (R\$ 17 milhões).

A linha de PECLD e Contingências ajustadas teve uma melhora de R\$ 1 milhão em comparação ao 1T25, enquanto o PMSO ajustado apresentou aumento de R\$ 21,8 milhões entre períodos. O custo de remoção no trimestre foi de R\$ 8 milhões.

ALAGOAS

O EBITDA Ajustado por VNR e efeitos não recorrentes de Alagoas atingiu R\$ 257 milhões, R\$ 60 milhões maior que o 1T25, ou 30,3% superior.

A margem bruta ajustada do período teve um aumento de 17,1% ou R\$ 51 milhões, principalmente em função de: (i) crescimento de mercado de R\$ 17 milhões, (ii) aumento da tarifa fio-b (R\$ 10 milhões) e impactada pela (iv) Renda Não Faturada (- R\$ 2 milhões).

As provisões e contingências ajustadas apresentaram uma melhora de R\$ 12 milhões, enquanto o PMSO ajustado aumentou cerca de R\$ 9,6 milhões.

CEEE-D

O EBITDA ajustado por efeitos não recorrentes e VNR do Rio Grande do Sul atingiu R\$ 286 milhões no trimestre, 18,4% maior que o 1T25, ou R\$ 44 milhões.

A margem bruta ajustada da CEEE-D apresentou um crescimento de 15,9% ou R\$ 71 milhões, em virtude de: (i) crescimento na tarifa fio-b (R\$ 14 milhões).

O PMSO ajustado do período apresentou um aumento de R\$ 12 milhões, enquanto as provisões e contingências ajustadas do período apresentaram uma melhora de R\$ 2 milhões.

CEA

O EBITDA Ajustado alcançou R\$ 102 milhões, com crescimento de 2,2% em relação ao mesmo período do ano anterior (R\$ 2,0 milhões). Esse resultado reflete, principalmente, a Margem Bruta ajustada ex-VNR, que se manteve estável frente ao 1T25, aliada à redução de R\$ 2,2 milhões no PMSO entre os trimestres.

GOIÁS

O EBITDA ajustado por efeitos não recorrentes e VNR da Equatorial Goiás atingiu R\$ 614 milhões, um aumento de 1,9% em relação ao mesmo período do ano anterior ou R\$ 12 milhões.

A margem bruta ajustada neste trimestre apresentou uma variação positiva de R\$ 26 milhões em função de: (i) tarifa fio-b (R\$ 36 milhões), (ii) crescimento de mercado (R\$ 13 milhões), sendo parcialmente compensada por (iii) Renda Não Faturada (- R\$ 57 milhões).

Adicionalmente, o PMSO ajustado do período apresentou um aumento de R\$ 19,5 milhões, bem como a PECLD e provisões ajustadas variaram positivamente em R\$ 19 milhões.

2.7 EFEITOS NÃO RECORRENTES EBITDA

Não Recorrentes EBITDA Distribuição	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	1T26 Total
Margem Bruta	(8)	(8)	(8)	(1)	(24)	9	69	28
Outros Custos Não Caixa	1	14	11	1	(21)	(4)	6	8
VNR	(109)	(178)	(6)	(4)	(16)	(1)	(35)	(349)
Ajustes EBITDA	(115)	(173)	(3)	(4)	(61)	4	39	(313)

2.8 RESULTADO FINANCEIRO

Resultado Financeiro	1T25								1T26								Δ%	
	MA	PA	PI	AL	CEEE-D	CEA	GO	Total	MA	PA	PI	AL	CEEE-D	CEA	GO	Total		
R\$ milhões																		
(+) Rendas Financeiras	44	92	23	24	24	23	32	262	19	101	37	34	44	19	48	303	15,8%	
(+) Acréscimo Moratório - Venda de Energia	19	36	13	10	23	2	15	118	20	39	12	9	16	5	18	119	0,2%	
(+) Encargos da dívida	(136)	(249)	(128)	(77)	(188)	(96)	(427)	(1.300)	(128)	(300)	(156)	(101)	(278)	(96)	(566)	(1.626)	25,1%	
(+) Encargos CVA	(7)	(4)	0	(3)	5	5	(5)	(9)	4	4	19	2	29	4	22	84	-1012,8%	
(+) AVP - Comercial	0	0	1	1	3	6	(2)	9	1	(1)	2	1	5	1	-	10	6,3%	
(+) Contingências	(3)	(3)	(0)	(4)	(32)	(2)	(20)	(65)	(5)	(5)	(4)	8	(32)	(2)	(19)	(58)	-9,7%	
(+) Outras Receitas / Despesas	(10)	(20)	(16)	(13)	(90)	(14)	(24)	(187)	(8)	(14)	(7)	(8)	(91)	(6)	(35)	(170)	-9,0%	
Resultado financeiro	(93)	(147)	(106)	(62)	(255)	(77)	(431)	(1.171)	(97)	(176)	(96)	(55)	(306)	(76)	(531)	(1.339)	14%	
(-/+ Efeitos Não Recorrentes)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	N/A	
Resultado financeiro ajustado	(93)	(147)	(106)	(62)	(255)	(77)	(431)	(1.171)	(97)	(176)	(96)	(55)	(306)	(76)	(531)	(1.339)	14%	
	Δ%								4,6%	19,5%	-9,0%	-11,0%	20,2%	-0,8%	23,4%	14,4%		

2.9 LUCRO LÍQUIDO

Lucro Líquido	1T25								1T26								Δ%	
	MA	PA	PI	AL	CEEE-D	CEA	GO	Total	MA	PA	PI	AL	CEEE-D	CEA	GO	Total		
R\$ milhões																		
(+) Lucro Líquido / Prejuízo	142	393	47	56	(3)	8	2	645	272	384	33	120	(41)	(5)	(88)	676	5%	
(+) Impacto EBITDA (líquido de IR)	(8)	6	1	18	-	-	-	17	(8)	(8)	(8)	(1)	(24)	9	69	28	60,4%	
(+) Efeito IR e CSLL	16	19	(0)	14	-	-	-	49	1	1	(36)	(1)	-	(3)	(16)	(54)	-209,7%	
(+) Depreciação	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	N/A	
(+) Ajustes do Resultado Financeiro	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	N/A	
(+) Outras Receitas/Despesas Não Operacionais	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	N/A	
(+) VNR Líquido de IR e CSLL	(67)	(100)	(4)	(3)	(25)	(2)	(26)	(227)	(72)	(118)	(4)	(3)	(10)	(1)	(23)	(230)	1,6%	
(=) Lucro Líquido / Prejuízo Ajustado	84	318	44	85	(29)	6	(24)	485	194	259	(15)	115	(75)	0	(58)	420	-13%	
	Δ%								132,0%	-16,5%	-134,5%	34,9%	164,3%	-92,7%	146,3%	-13,4%		

2.10 INVESTIMENTOS

Investimentos Distribuidoras	1T25								1T26								Δ%	
	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total		
R\$ milhões																		
Ativos elétricos	275	433	161	151	287	51	448	1.805	219	403	181	158	287	103	580	1.931	6,9%	
Obrigações especiais	11	253	19	2	-	24	8	317	33	357	39	3	-	24	8	464	46,2%	
Ativos não elétricos	20	34	11	7	21	7	30	130	21	27	11	8	21	4	49	142	9,4%	
<i>Projetos Estratégicos</i>	4	8	2	1	9	5	9	38	10	14	6	4	11	2	26	73	92,7%	
Total	307	720	190	160	308	82	486	2.252	273	787	231	169	308	131	638	2.536	13%	
	Δ%								-10,9%	9,3%	21,4%	5,6%	-0,1%	60,1%	31,3%	12,6%		

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	1T25							
	R\$ Milhões	Maranhão	Pará	Piauí	Alagoas	CEEE-D	CEA	Goiás
Lair		177	486	53	84	(3)	10	(23)
Despesas IRPJ/CSLL		(35)	(93)	(7)	(28)	-	(2)	25
(+) Ativo Fiscal Diferido		29	65	(31)	7	-	-	(33)
Imposto Calculado		(7)	(28)	(38)	(21)	-	(2)	(7)
(+) Incentivos Fiscais		24	72	12	-	-	-	-
Imposto Caixa		(7)	(28)	(38)	(21)	-	(2)	-
Alíquota Efetiva de IRPJ e CSLL		4%	6%	71%	25%	0%	22%	0%

1T26							
R\$ Milhões	Maranhão	Pará	Piauí	Alagoas	CEEE-D	CEA	Goiás
Lair	329	458	98	166	(41)	0	(154)
Despesas IRPJ/CSLL	(57)	(73)	(65)	(47)	-	(5)	66
(+) Ativo Fiscal Diferido	15	44	52	31	-	-	(73)
Imposto Calculado	(42)	(29)	(13)	(16)	-	(5)	(7)
(+) Incentivos Fiscais	55	82	8	12	-	-	-
Imposto Caixa	(42)	(29)	(13)	(16)	-	(5)	(7)
Alíquota Efetiva de IRPJ e CSLL	13%	6%	13%	10%	0%	1978%	-4%

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

Não recorrentes	1T25							
	R\$ Milhões	Maranhão	Pará	Piauí	Alagoas	CEEE-D	CEA	Goiás
Despesas IRPJ/CSLL			(37)	-	(27)	-	-	-
Ativo fiscal diferido		28	37	-	27	-	-	-
Incentivos fiscais		15	20	-	21	-	-	-

1T26							
R\$ Milhões	Maranhão	Pará	Piauí	Alagoas	CEEE-D	CEA	Goiás
Despesas IRPJ/CSLL	-	-	(2)	3	-	-	(7)
Ativo fiscal diferido	-	-	(35)	(4)	-	-	13
Incentivos fiscais	-	-	-	-	-	-	-

Dessa forma, a alíquota caixa das distribuidoras atinge:

IRPJ / CSLL (Recorrente)	1T25							
	R\$ Milhões	Maranhão	Pará	Piauí	Alagoas	CEEE-D	CEA	Goiás
Lair		177	486	53	84	(3)	10	(23)
Despesas IRPJ/CSLL		(79)	(113)	(7)	(49)	-	(2)	25
(+) Ativo Fiscal Diferido		57	102	(31)	34	-	-	(33)
(+) Incentivos Fiscais		39	92	12	21	-	-	-
Imposto Caixa		(22)	(11)	(38)	(15)	-	(2)	-
Alíquota Efetiva de IRPJ e CSLL		12%	2%	71%	18%	0%	22%	0%

1T26							
R\$ Milhões	Maranhão	Pará	Piauí	Alagoas	CEEE-D	CEA	Goiás
Lair	329	458	98	166	(41)	0	(154)
Despesas IRPJ/CSLL	(57)	(73)	(28)	(46)	-	(5)	60
(+) Ativo Fiscal Diferido	15	44	17	27	-	-	(60)
(+) Incentivos Fiscais	55	82	8	12	-	-	-
Imposto Caixa	(42)	(29)	(11)	(19)	-	(5)	(1)
Alíquota Efetiva de IRPJ e CSLL	13%	6%	11%	11%	0%	1978%	0%

3. RENOVÁVEIS

3.1 DESEMPENHO OPERACIONAL

GERAÇÃO

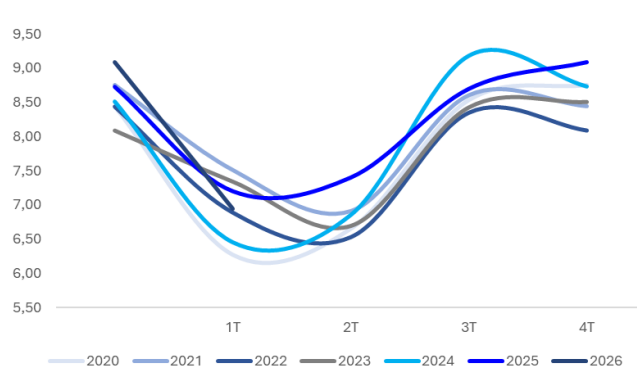
Complexos Eólicos	Geração (GWh)				Ventos (m/s)			
	1T25	1T26	Δ%	Δ	1T25	1T26	Δ%	Δ
Portfólio Eólico	921,8	871,7	-5,4%	-50,1	7,2	7,0	-3,5%	-0,3
<i>Constrained-Off</i>	82,4	78,6	-4,7%	-3,8				
Portfólio Eólico ex Constrained-Off	1.004,1	950,2	-5,4%	-53,9				

Complexos Solares	Geração (GWh)				Irradiância Média (W/m ²)			
	1T25	1T26	Δ%	Δ	1T25	1T26	Δ%	Δ
Portfólio Solar	248,0	235,4	-5,1%	-12,6	276,6	274,9	-0,6%	-1,7
<i>Constrained-Off</i>	87,2	102,9	18,0%	15,7				
Portfólio Solar ex Constrained-Off	335,2	338,3	0,9%	3,0				

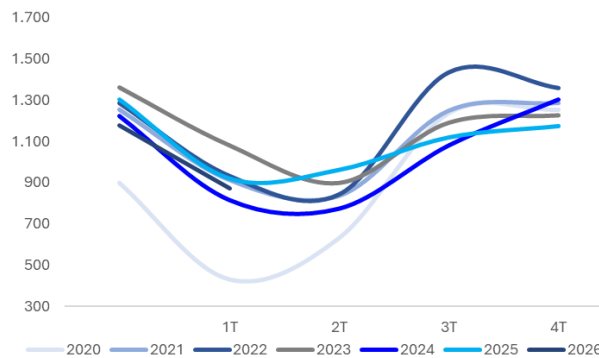
Portfólio	Geração (GWh)			
	1T25	1T26	Δ%	Δ
Portfólio Consolidado	1.169,8	1.107,1	-5,4%	-62,7
<i>Constrained-Off</i>	169,6	181,4	7,0%	11,8
Portfólio ex Constrained-Off	1.339,4	1.288,5	-3,8%	-50,8

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)

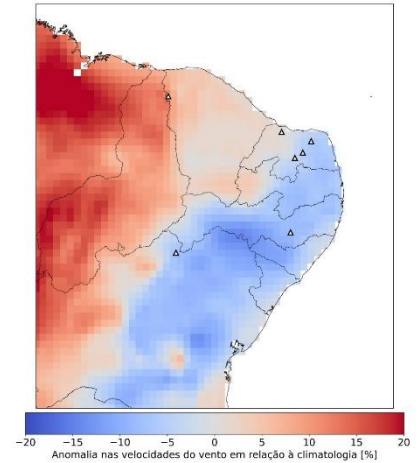


O 1T26 foi marcado por velocidades de vento abaixo da média climatológica na maior parte do Nordeste, com anomalias negativas mais acentuadas nas áreas mais a oeste da faixa costeira, abrangendo trechos dos estados do Ceará, Rio Grande do Norte, Paraíba, Pernambuco, Alagoas, Sergipe e Bahia. Na comparação com o 1T25, a velocidade média dos

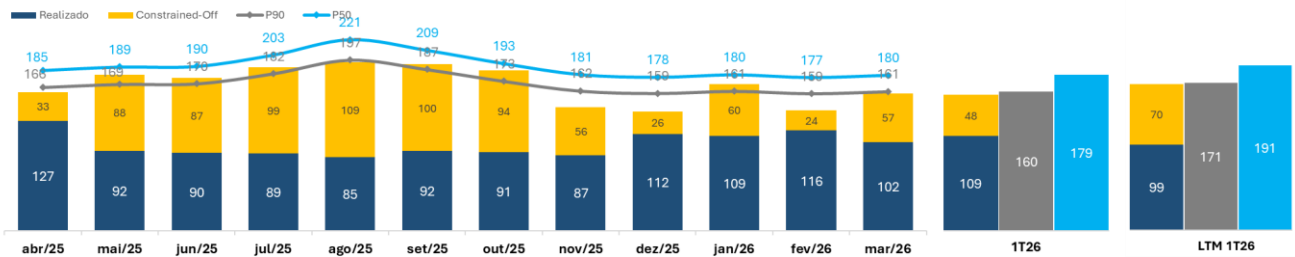
ventos nos complexos da Echoenergia recuou 4%, com parte dos ativos operando abaixo da respectiva média climatológica.

A figura ao lado ilustra as anomalias de vento no 1T26 em relação à média de longo prazo, evidenciando o impacto climático negativo nos complexos eólicos da Echoenergia. Desconsiderando os efeitos do *constrained-off*, os resultados de geração deste período ficaram próximos de P91 para os ativos eólicos e de P94 para os ativos solares.

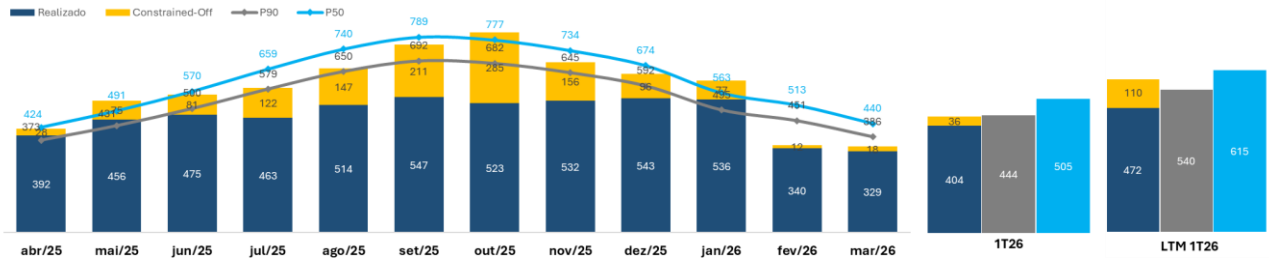
Os gráficos a seguir apresentam a geração de energia eólica e solar da Echoenergia nos últimos 12 meses e a visão para o 1T26, comparando-a com os valores anuais de P50 e P90 revisados pela empresa. Vale destacar que essas estimativas de produção de energia são consideradas robustas, pois os estudos foram elaborados utilizando metodologias consolidadas no mercado e tem como base dados operacionais para todos os complexos eólicos.



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



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



EFEITOS DO CONSTRAINED-OFF

Conforme apuração interna da Echoenergia, no 1T26, os efeitos de *constrained-off* totalizaram 181 GWh, o que representou uma restrição de 14,1% da energia ou um impacto financeiro estimado de R\$ 33 milhões. O volume de energia cortada concentrou-se em maior parte nos complexos solares, em termos percentuais, atingindo 30,4% (R\$ 14 milhões), refletindo a maior exposição deste segmento a restrições de natureza energética.

Frente ao 1T25, quando os cortes somaram 170 GWh (R\$ 21 milhões), o volume de *constrained-off* avançou principalmente em razão do incremento das restrições nos complexos solares. O impacto financeiro, por sua vez, foi amplificado pelo patamar mais elevado do PLD no período: enquanto o volume de energia restringida cresceu 6%, o efeito financeiro aumentou 57%.

Quanto à natureza das restrições, o portfólio foi impactado predominantemente, por cortes de ordem energética que responderam por 53% do total (96 GWh ou R\$ 13 milhões), seguidas por razões de confiabilidade (38% do total, equivalente a 68 GWh ou R\$ 16 milhões). Os efeitos por indisponibilidade externa representaram os 10% remanescentes (17 GWh ou R\$ 4 milhões). No segmento eólico, as limitações por razões de confiabilidade foram mais expressivas, representando aproximadamente 48% do total do segmento no trimestre.

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

Unidade	[%]	Visão Echoenergia									Visão ONS
		Total		Confiabilidade		Indisponibilidade		Energético			
		[GWh]	[R\$ milhões]	[GWh]	[R\$ milhões]	[GWh]	[R\$ milhões]	[GWh]	[R\$ milhões]	[GWh]	
Eólicas	1T25	8,2%	82	16	26	3	39	9	17	3	83
	1T26	8,3%	79	18	38	9	6	1	34	7	84
	3T23 a 1T26	17,7%	2.281	418	1.688	306	122	26	471	87	1.943
Solares	1T25	26,0%	87	5	17	1	42	2	29	2	77
	1T26	30,4%	103	14	30	6	11	3	61	5	82
	3T23 a 1T26	41,1%	1.020	110	379	50	103	13	538	48	799
Portfólio	1T25	12,7%	170	21	43	4	80	12	47	5	159
	1T26	14,1%	181	33	68	16	17	4	96	13	166
	3T23 a 1T26	21,5%	3.301	529	2.067	356	225	38	1.009	134	2.742

3.2 DESEMPENHO FINANCEIRO

DRE	Echo Participações				Echo Crescimento			
	1T25	1T26	Δ%	Δ	1T25	1T26	Δ%	Δ
Receita Líquida	220,9	235,3	6,5%	14,4	96,3	85,2	-11,5%	(11,1)
(-) Compra de Energia	(18,0)	(29,8)	65,4%	(11,8)	(33,0)	(20,1)	-39,2%	12,9
(+/-) Efeito MtM (Ganhos e Perdas)	-	-	N/A	-	0,1	(0,1)	-167,3%	(0,2)
Lucro Bruto de Energia	202,9	205,5	1,3%	2,6	63,4	65,1	2,6%	1,6
Custos e Despesas Operacionais	(84,0)	(99,5)	18,4%	(15,5)	(23,2)	(23,7)	2,2%	(0,5)
(-) Custo de Operação e Produção de Energia	(72,1)	(84,0)	16,5%	(11,9)	(18,8)	(20,4)	8,5%	(1,6)
(-) Despesas Operacionais e Administrativas	(11,9)	(15,5)	30,0%	(3,6)	(4,4)	(3,3)	-25,2%	1,1
EBITDA	118,9	106,0	-10,8%	(12,9)	40,3	41,4	2,8%	1,1
Margem EBITDA (%)	53,8%	45,1%	-8,8p.p.	N/A	41,8%	48,6%	6,8p.p.	N/A
(-/+ Efeitos Não-Recorrentes)	-	4,6	N/A	4,6	-	-	N/A	-
(-/+ Efeito MtM (Ganhos e Perdas)	-	-	N/A	-	(0,1)	0,1	-167,3%	0,2
EBITDA Ajustado	118,9	110,6	-7,0%	(8,3)	40,1	41,5	3,3%	1,3
Margem EBITDA Ajustada (%)	53,8%	47,0%	-6,8p.p.	N/A	41,7%	48,7%	7p.p.	N/A
(-) Depreciação/Amortização	(65,0)	(66,3)	2,1%	(1,4)	(19,4)	(19,4)	0,1%	(0,0)
(+/-) Resultado Financeiro	(68,0)	(48,5)	-28,7%	19,5	(89,0)	(65,1)	-26,8%	23,8
(-) Impostos	(12,3)	(18,5)	50,2%	(6,2)	(3,4)	(4,7)	37,9%	(1,3)
Lucro (Prejuízo) Líquido Reportado	(26,4)	(27,3)	3,3%	(0,9)	(71,5)	(47,8)	33,1%	23,7
Margem Líquida (%)	-11,9%	-11,6%	0,4p.p.	N/A	-74,2%	-56,1%	18,1p.p.	N/A

DRE	Echoenergia (Part. + Cresc.)			
	1T25	1T26	Δ%	Δ
Receita Líquida	317,2	320,5	1,0%	3,3
(-) Compra de Energia	(51,0)	(49,8)	-2,3%	1,2
(+/-) Efeito MtM (Ganhos e Perdas)	0,1	(0,1)	-167,3%	(0,2)
Lucro Bruto de Energia	266,3	270,6	1,6%	4,2
Custos e Despesas Operacionais	(107,2)	(123,1)	14,9%	(16,0)
(-) Custo de Operação e Produção de Energia	(90,9)	(104,4)	14,9%	(13,5)
(-) Despesas Operacionais e Administrativas	(16,3)	(18,7)	15,2%	(2,5)
EBITDA	159,2	147,4	-7,4%	(11,7)
Margem EBITDA (%)	50,2%	46,0%	-4,2p.p.	N/A
(-/+ Efeitos Não-Recorrentes)	-	4,6	N/A	4,6
(-/+ Efeito MtM (Ganhos e Perdas)	(0,1)	0,1	-167,3%	0,2
EBITDA Ajustado	159,1	152,1	-4,4%	(7,0)
Margem EBITDA Ajustada (%)	50,1%	47,5%	-2,7p.p.	N/A
(-) Depreciação/Amortização	(84,4)	(85,7)	1,6%	(1,4)
(+/-) Resultado Financeiro	(157,0)	(113,6)	-27,6%	43,4
(-) Impostos	(15,7)	(23,2)	47,6%	(7,5)
Lucro (Prejuízo) Líquido Reportado	(97,8)	(75,0)	23,3%	22,8
Margem Líquida (%)	-30,8%	-23,4%	7,4p.p.	N/A

LUCRO BRUTO DE ENERGIA – ECHOENERGIA

O Lucro Bruto de Energia da Echoenergia foi de R\$ 270,6 milhões no 1T26, um aumento de 1,6% quando comparado ao mesmo período do ano passado, ou de R\$ 4,2 milhões. Apesar da menor geração registrada no período, o Lucro Bruto registrou um aumento, devido, principalmente, aos reajustes inflacionários (IPCA) dos contratos e ganhos com operações de swap de lastro incentivado, oriundas das usinas cuja geração líquida se situou abaixo da garantia física.

CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS - ECHOENERGIA

Os custos e despesas operacionais da Echoenergia, totalizaram R\$ 123,1 milhões no 1T26, um aumento de 14,9%, ou de R\$ 16 milhões, quando comparado ao 1T25. Essa variação é justificada principalmente por:

- Aumento de R\$ 4,0 milhões em serviços de terceiros e especializados, devido principalmente à parcela de serviços corretivos realizados em Echo 2 e custos com vigilância de usinas;
- Aumento de R\$ 1,7 milhão em contratos e processos de O&M, devido ao reajuste inflacionário e *escalation* aplicável aos parques eólicos;
- Aumento de R\$ 1,0 milhão em pessoal devido a ajustes em salários e benefícios;

- Aumento R\$ 4,7 milhões em outros custos e despesas – contemplando seguros, encargos regulatórios, materiais, fretes, softwares, despesas jurídicas e legais, viagens, taxas e alvarás, entre outros.

RESULTADO FINANCEIRO - ECHOENERGIA

O resultado financeiro líquido da Echoenergia registrado no 1T26 foi de R\$ 113,6 milhões negativos, apresentando uma melhora de R\$ 43,4 milhões quando comparado ao 1T25, reflexo da redução do saldo e dos encargos da dívida e da melhora do rendimento das aplicações, devido à maior posição média de caixa e ao maior patamar do CDI entre os períodos.

PROFORMA – ECHOENERGIA + EQUATORIAL RENOVÁVEIS

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

DRE	Echoenergia (Part. + Cresc.)				EQTL Renováveis			
	1T25	1T26	Δ%	Δ	1T25	1T26	Δ%	Δ
Receita Líquida	317,2	320,5	1,0%	3,3	379,1	529,8	39,8%	150,7
(-) Compra de Energia	(51,0)	(49,8)	-2,3%	1,2	(393,9)	(577,6)	46,6%	(183,7)
(+/-) Efeito MtM (Ganhos e Perdas)	0,1	(0,1)	-167,3%	(0,2)	28,2	(23,7)	-184,3%	(51,9)
Lucro Bruto de Energia	266,3	270,6	1,6%	4,2	13,3	(71,6)	-637,0%	(84,9)
Custos e Despesas Operacionais	(107,2)	(123,1)	14,9%	(16,0)	(10,6)	(16,1)	52,7%	(5,6)
(-) Custo de Operação e Produção de Energia	(90,9)	(104,4)	14,9%	(13,5)	(9,5)	(15,5)	62,1%	(5,9)
(-) Despesas Operacionais e Administrativas	(16,3)	(18,7)	15,2%	(2,5)	(1,0)	(0,7)	-34,9%	0,4
EBITDA	159,2	147,4	-7,4%	(11,7)	2,8	(87,7)	-3270,5%	(90,5)
Margem EBITDA (%)	50,2%	46,0%	-4,2p.p.	N/A	20,8%	122,5%	101,8p.p.	N/A
(-/+ Efeitos Não-Recorrentes	-	4,6	N/A	4,6	-	-	N/A	-
(-/+ Efeito MtM (Ganhos e Perdas)	(0,1)	0,1	-167,3%	0,2	(28,2)	23,7	-184,3%	51,9
EBITDA Ajustado	159,1	152,1	-4,4%	(7,0)	(25,4)	(64,0)	-151,9%	(38,6)
Margem EBITDA Ajustada (%)	50,1%	47,5%	-2,7p.p.	N/A	171,2%	133,7%	-37,5p.p.	N/A
(-) Depreciação/Amortização	(84,4)	(85,7)	1,6%	(1,4)	(0,1)	(0,1)	49,2%	(0,0)
(+/-) Resultado Financeiro	(157,0)	(113,6)	-27,6%	43,4	(0,2)	0,8	-429,9%	1,0
(-) Impostos	(15,7)	(23,2)	47,6%	(7,5)	(8,4)	8,1	-195,8%	16,5
Lucro (Prejuízo) Líquido Reportado	(97,8)	(75,0)	23,3%	22,8	(6,0)	(79,0)	-1225,8%	(73,0)
Margem Líquida (%)	-30,8%	-23,4%	7,4p.p.	N/A	-44,7%	110,3%	155p.p.	N/A

DRE	Proforma (Echoenergia + EQTL Renováveis)			
	1T25	1T26	Δ%	Δ
Receita Líquida	696,3	850,3	22,1%	154,0
(-) Compra de Energia	(444,9)	(627,5)	41,0%	(182,6)
(+/-) Efeito MtM (Ganhos e Perdas)	28,3	(23,8)	-184,2%	(52,1)
Lucro Bruto de Energia	279,7	199,0	-28,8%	(80,7)
Custos e Despesas Operacionais	(117,7)	(139,3)	18,3%	(21,5)
(-) Custo de Operação e Produção de Energia	(100,4)	(119,9)	19,3%	(19,4)
(-) Despesas Operacionais e Administrativas	(17,3)	(19,4)	12,2%	(2,1)
EBITDA	161,9	59,7	-63,1%	(102,2)
Margem EBITDA (%)	23,3%	7,0%	-16,2p.p.	N/A
(-/+ Efeitos Não-Recorrentes	-	4,6	N/A	4,6
(-/+ Efeito MtM (Ganhos e Perdas)	(28,3)	23,8	-184,2%	52,1
EBITDA Ajustado	133,7	88,1	-34,1%	(45,5)
Margem EBITDA Ajustada (%)	19,2%	10,4%	-8,8p.p.	N/A
(-) Depreciação/Amortização	(84,4)	(85,8)	1,7%	(1,4)
(+/-) Resultado Financeiro	(157,2)	(112,8)	-28,2%	44,4
(-) Impostos	(24,1)	(15,1)	-37,4%	9,0
Lucro (Prejuízo) Líquido Reportado	(103,8)	(154,0)	-48,3%	(50,2)
Margem Líquida (%)	-14,9%	-18,1%	-3,2p.p.	N/A

LUCRO BRUTO DE ENERGIA – EQTL RENOVÁVEIS

O Lucro Bruto de Energia da EQTL Renováveis foi de R\$ 71,6 milhões negativos no 1T26, uma redução de R\$ 84,9 milhões quando comparado ao 1T25. Excluindo o efeito não-caixa da marcação a mercado (MtM) dos contratos de *trading* direcional nos períodos, o Lucro Bruto foi de R\$ 47,8 milhões negativos no 1T26, uma redução de R\$ 33,0 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.

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

4. SANEAMENTO

Indicadores Operacionais - Água	1T25	1T26	Δ% vs 1T25
Economias faturadas (mil)	99,1	94,7	-4,5%
Volume Faturado (mil m ³)	5.405,5	5.258,8	-2,7%
Índice de cobertura (%)	63,2%	71,6%	8,3 p.p.
Índice de Perda da Distribuição (%)	63,2%	66,1%	2,8 p.p.
Indicadores Operacionais - Esgoto	1T25	1T26	Δ% vs 1T25
Economias faturadas (mil)	18,7	18,9	0,9%
Volume Faturado (mil m ³)	1.008,5	1.103,5	9,4%
Índice de cobertura (%)	15,0%	15,6%	0,6 p.p.

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

4.1 DESEMPENHO FINANCEIRO

Demonstração de Resultado	1T25	1T26	Δ%	Δ
R\$ milhões				
Receita Operacional	62,0	42,4	-31,7%	(19,6)
Abastecimento de água e serviços de esgoto	25,6	32,1	25,5%	6,5
Receita de construção	35,3	9,2	-74,1%	(26,2)
Outras receitas	1,1	1,1	0,3%	0,0
Deduções à receita operacional	(2,5)	(3,1)	24,2%	(0,6)
Receita operacional líquida	59,5	39,3	-34,0%	(20,2)
Custos de construção	(35,3)	(9,2)	-74,1%	26,2
Custo da Operação	(20,5)	(24,1)	17,6%	(3,6)
PMSO	(15,1)	(17,9)	18,6%	(2,8)
<i>Pessoal</i>	<i>(4,7)</i>	<i>(5,7)</i>	<i>19,8%</i>	<i>(0,9)</i>
<i>Material</i>	<i>(2,5)</i>	<i>(2,8)</i>	<i>14,6%</i>	<i>(0,4)</i>
<i>Serviços de terceiros</i>	<i>(4,0)</i>	<i>(5,0)</i>	<i>24,8%</i>	<i>(1,0)</i>
<i>Outros</i>	<i>(3,9)</i>	<i>(4,4)</i>	<i>13,3%</i>	<i>(0,5)</i>
PDD/Provisões	(6,0)	(6,3)	-4,0%	(0,2)
Outras Receitas e Despesas Operacionais	0,6	-	-100,0%	(0,6)
EBITDA	3,7	6,0	62,5%	2,3
(-/+ Efeitos Não Recorrentes)	-	-	N/A	-
EBITDA Ajustado	3,7	6,0	62,5%	2,3
Depreciação e amortização	(7,5)	(8,8)	17,2%	(1,3)
Resultado financeiro	(55,0)	(36,9)	-33,0%	18,1
Receita financeira	1,3	1,0	-17,0%	(0,2)
Despesa financeira	(56,3)	(37,9)	-32,6%	18,4
Tributos	-	-	N/A	-
Resultado do exercício Ajustado	(58,9)	(39,7)	-32,5%	19,2

RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA - CSA

No 1T26, a receita operacional líquida da CSA totalizou R\$ 39,3 milhões. Desconsiderando a receita de construção nos períodos, a Receita Operacional Líquida registrou crescimento expressivo de R\$ 5,9 milhões, ou 24,5% em relação ao 1T25. Esse desempenho foi impulsionado, principalmente, pelo avanço das receitas de água e esgoto, sustentado pelo aumento de 2% no consumo médio, pelo reajuste tarifário de 8,11% aplicado em setembro de 2025 e pela continuidade do processo de hidrometração.

CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS - CSA

O PMSO do período atingiu R\$ 17,9 milhões, R\$ 2,8 milhões maior que o mesmo período do ano anterior, com crescimento em todas as linhas. Na linha de pessoal, o aumento decorre, principalmente, da maior despesa com benefícios. Em serviços de terceiros, além de um gasto extraordinário com aplicação de massa asfáltica, houve aumento nas despesas com manutenção de rede e com o reforço das equipes de combate a perdas. Já a variação observada em materiais e outros foi diretamente impactada pelo maior volume de água captada no período.

A PECLD no trimestre atingiu de R\$ 6,3 milhões, valor R\$ 0,2 maior que o mesmo período do ano anterior, com uma melhora no índice de PECLD/ROB, atingindo 18,1% no 1T26.

EBITDA - CSA

O EBTIDA no 1T26 atingiu R\$ 6 milhões, um aumento significativo em relação ao 1T25 em 62,5%, em função da melhora da receita de água e esgoto.

RESULTADO FINANCEIRO - CSA

No 1T26, o resultado financeiro foi negativo em R\$ 36,9 milhões, representando uma melhora de R\$ 18,1 milhões em relação ao 1T25, impactada principalmente pela redução do saldo da dívida, além da desaceleração do IPCA, seu único indexador no 1T26, enquanto no 1T25 parte da dívida era atrelada ao CDI.

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

5. EQUATORIAL SERVIÇOS

Demonstração de Resultado ¹	1T25	1T26	Δ%	Δ
R\$ milhões				
Receita Operacional Bruta	80,4	99,6	24,0%	19,3
Deduções	(10,2)	(11,4)	11,3%	(1,2)
Receita Operacional Líquida	70,1	88,2	25,8%	18,1
Custos Operacionais	(1,6)	(2,1)	26,1%	(0,4)
Despesas Operacionais	(47,5)	(55,1)	16,1%	(7,6)
EBITDA	21,0	31,0	47,9%	10,0
<i>Margem EBITDA</i>	<i>29,9%</i>	<i>35,2%</i>	<i>17,6%</i>	<i>N/A</i>
EBITDA Ajustado	21,0	31,0	47,9%	10,0
Depreciação e Amortização	(6,1)	(8,1)	33,6%	(2,0)
Resultado do serviço (EBIT)	14,9	22,9	53,7%	8,0
Resultado financeiro	(2,5)	(1,8)	-26,2%	0,6
Equivalência	-	-	N/A	-
Tributos	(7,6)	(6,9)	-9,2%	0,7
Lucro Líquido	4,9	14,2	N/A	9,4

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 da expansão da receita da Equatorial Telecom, impulsionada pelo avanço dos serviços de Revenda, Dados, Telefonia e demais soluções, como monitoramento, instalações e manutenção de fibra óptica, combinado à maior eficiência operacional decorrente da revisão da estrutura organizacional. Adicionalmente, a Enova contribuiu positivamente para o desempenho do segmento, com a evolução da receita por meio do modelo de negócio de Assinatura e Locação.

O EBITDA Ajustado do período foi de R\$ 31 milhões, um aumento de R\$ 10 milhões, em decorrência dos resultados positivos da Equatorial Telecom (R\$ 5 milhões), Enova (R\$ 7 milhões), parcialmente compensado pela Equatorial Serviços (- R\$ 1,6 milhões), em decorrência da retração do varejo, em aproximadamente 13%.

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

6. SERVIÇOS PRESTADOS PELO AUDITOR INDEPENDENTE

Por fim, durante o período findo em 31 de março 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](#)