

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.

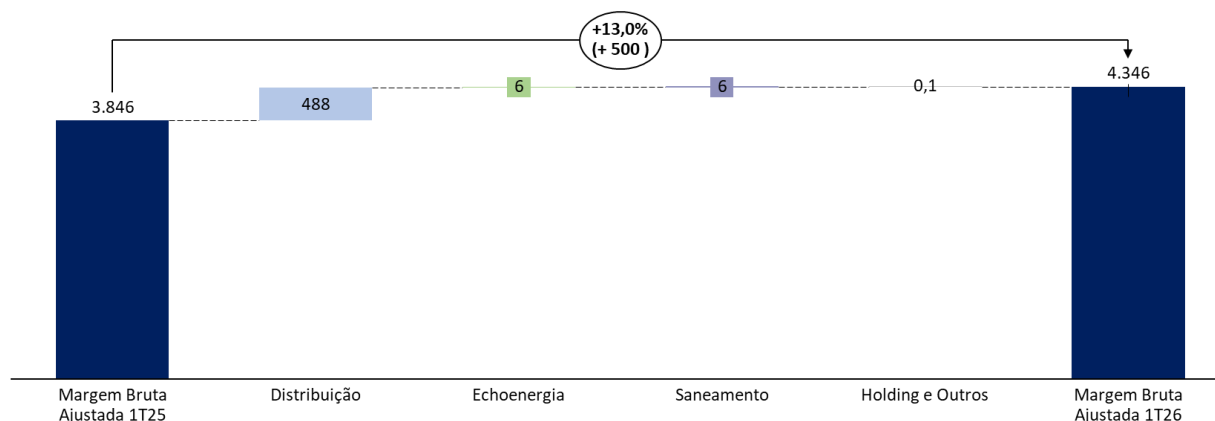
As informações operacionais consolidadas representam 100% dos resultados de controladas diretas e indiretas.

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

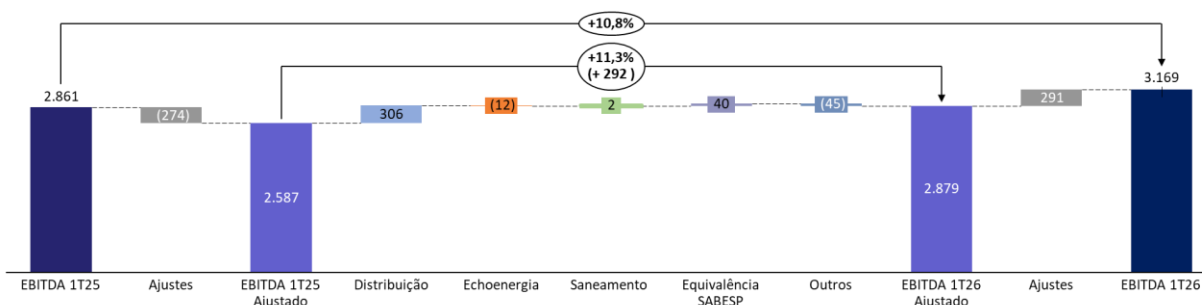
Abaixo o detalhamento do efeito não recorrente/não caixa:

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.

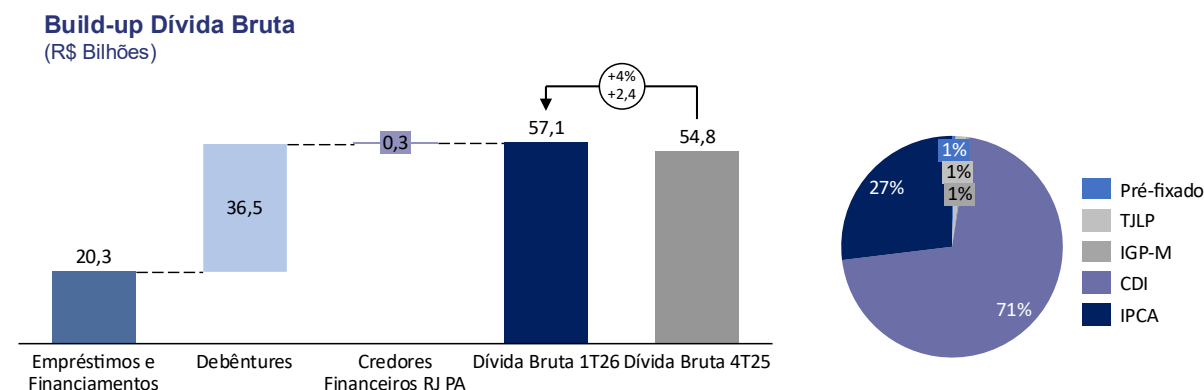
Abaixo apresentamos os efeitos não recorrentes e não caixa que impactaram o lucro da companhia:

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

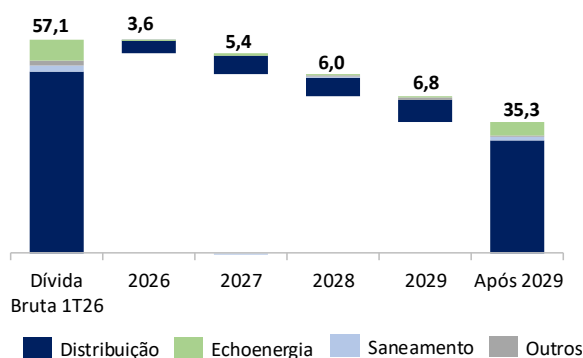
Prazo e Custo Médio

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

Referente ao custo médio do passivo incorrido no período

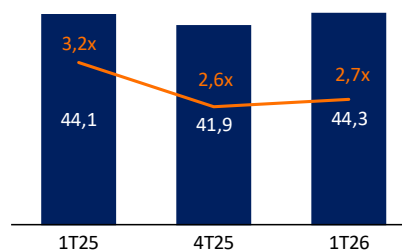
Cronograma de Amortização

(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
Variação 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
Variação 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
Variação 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
Variação 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
Variação 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%
Δ% Margem Bruta Ajustada									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 R\$ Milhões	1T25						
	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							
Maranhão	Pará	Piauí	Alagoas	CEEE-D	CEA	Goiás	
329	458	98	166	(41)	0	(154)	
(57)	(73)	(65)	(47)	-	(5)	66	
15	44	52	31	-	-	(73)	
(42)	(29)	(13)	(16)	-	(5)	(7)	
55	82	8	12	-	-	-	
(42)	(29)	(13)	(16)	-	(5)	(7)	
13%	6%	13%	10%	0%	1978%	-4%	

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

Não recorrentes	1T25						
	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							
Maranhão	Pará	Piauí	Alagoas	CEEE-D	CEA	Goiás	
-	-	(2)	3	-	-	(7)	
-	-	(35)	(4)	-	-	13	
-	-	-	-	-	-	-	

Dessa forma, a alíquota caixa das distribuidoras atinge:

IRPJ / CSLL (Recorrente) R\$ Milhões	1T25						
	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							
Maranhão	Pará	Piauí	Alagoas	CEEE-D	CEA	Goiás	
329	458	98	166	(41)	0	(154)	
(57)	(73)	(28)	(46)	-	(5)	60	
15	44	17	27	-	-	(60)	
55	82	8	12	-	-	-	
(42)	(29)	(11)	(19)	-	(5)	(1)	
13%	6%	11%	11%	0%	1978%	0%	

3. RENOVÁVEIS

3.1 DESEMPENHO OPERACIONAL

GERAÇÃO

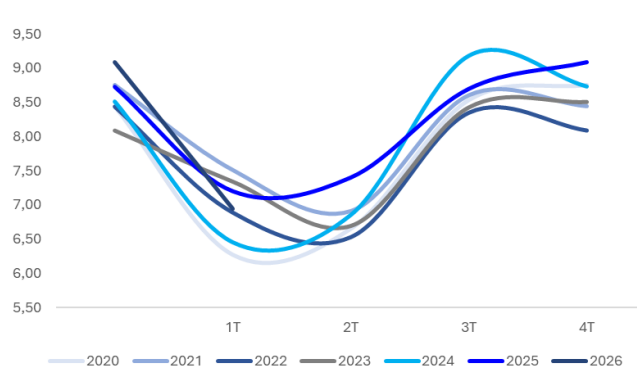
Complexos Eólicos	Geração (GWh)				Ventos (m/s)			
	1T25	1T26	Δ%	Δ	1T25	1T26	Δ%	Δ
Portfólio Eólico	921,8	871,7	-5,4%	-50,1	7,2	7,0	-3,5%	-0,3
<i>Constrained-Off</i>	82,4	78,6	-4,7%	-3,8				
Portfólio Eólico ex Constrained-Off	1.004,1	950,2	-5,4%	-53,9				

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				

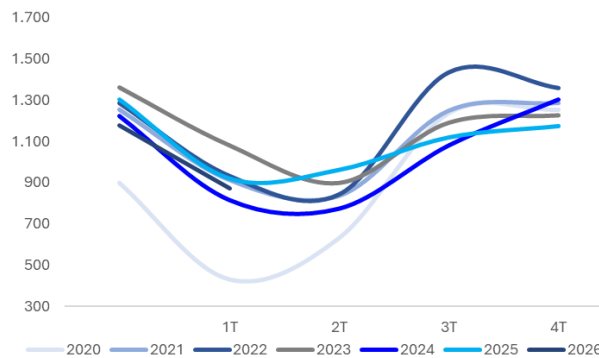
Portfólio	Geração (GWh)			
	1T25	1T26	Δ%	Δ
Portfólio Consolidado	1.169,8	1.107,1	-5,4%	-62,7
<i>Constrained-Off</i>	169,6	181,4	7,0%	11,8
Portfólio ex Constrained-Off	1.339,4	1.288,5	-3,8%	-50,8

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)

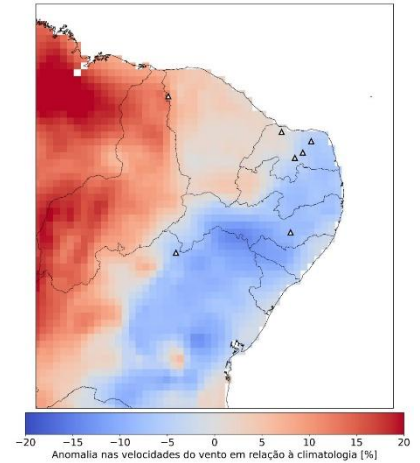


O 1T26 foi marcado por velocidades de vento abaixo da média climatológica na maior parte do Nordeste, com anomalias negativas mais acentuadas nas áreas mais a oeste da faixa costeira, abrangendo trechos dos estados do Ceará, Rio Grande do Norte, Paraíba, Pernambuco, Alagoas, Sergipe e Bahia. Na comparação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

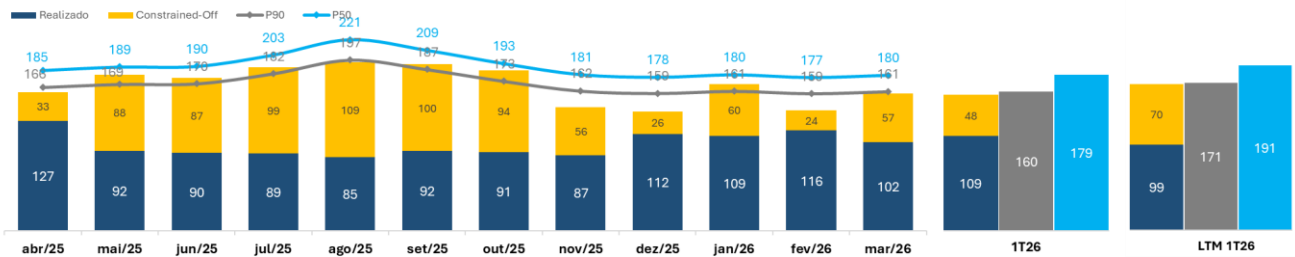
ventos nos complexos da Echoenergia recuou 4%, com parte dos ativos operando abaixo da respectiva média climatológica.

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.

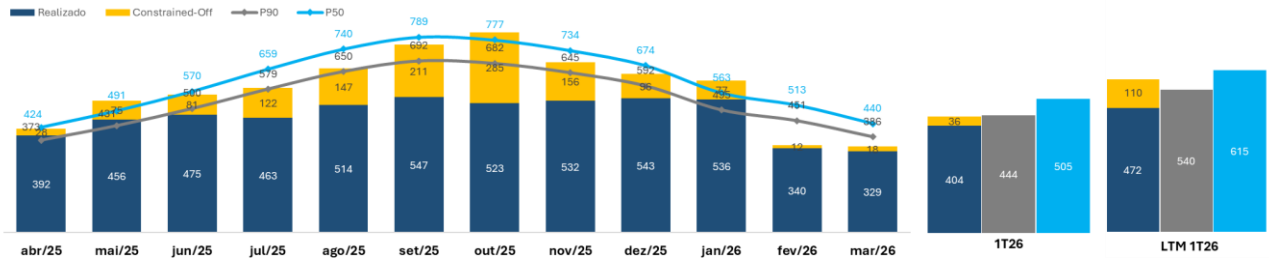
Os gráficos a seguir apresentam a geração de energia eólica e solar da Echoenergia nos últimos 12 meses e a visão para o 1T26, comparando-a com os valores anuais de P50 e P90 revisados pela empresa. Vale destacar que essas estimativas de produção de energia são consideradas robustas, pois os estudos 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 EBITDA 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](#)

1Q26

EARNINGS RELEASE

GRUPO
equatorial



EQTL B3

LISTED NM

[B]³ BRASIL
BOLSA
BALCÃO

Brasília, May 13, 2026 – Equatorial S.A., A multi-utilities holding, operating in the Distribution, Generation, Trading, Services, Sanitation and Telecom segments (B3: EQTL3; USOTC: EQUQY), announces the results for the first quarter of 2026 (1Q26).

Adjusted Consolidated EBITDA grows 11.3%, R\$ 2.9 billion in the period (vs. 1Q25)¹

Advancement in quality indicators, market growth, and improved leverage

- **Operational Quality** – DEC decreased in 1Q26 vs. 1Q25 in 5 out of 7 distribution companies, and achievement of FEC targets across **all distribution companies in the group**.
- Consolidated **Wire-B Market** increased by **3.8%**.
- **Consolidated total losses** below the regulatory level (18.0%, 0.9 p.p. below the regulatory threshold).
- **SABESP equity income** reached **R\$ 254 million** in the quarter.
- **Consolidated investments** totaled approximately **R\$ 2.6 billion** in 1Q26.
- **Consolidated Net Debt / EBITDA** ratio under the covenant view closed the quarter at **2.7x** (excluding the capital gain from the sale of the Transmission segment, the Net Debt / EBITDA ratio was 3.1x).
- Early redemption of **Class A and B preferred shares** of Equatorial Distribuição totaling **R\$ 607 million**.
- **Cash availability and investments** for the period reached **R\$ 11.6 billion, 2.5x short-term debt**.
- **R\$ 3.2 billion fund raised in 1Q26**, with the extension of the average debt maturity from 5.6 years (1Q25) to 6.1 years (1Q16), and the average spread, considering only CDI-linked debt, reduced by 49 bps (from CDI + 1.07% p.a. to CDI + 0.58% p.a.). Excluding the Transmission segment in 1Q25, the average maturity increased from 5.3 years to 6.1 years.
- **R\$ 1.7 billion** fund raised in April, at an approximate average cost of CDI + 0.89%.
- Adjusted OPEX per Consumer (12 months) increased by **4.5%**, while Adjusted OPEX per Consumer including Compen-sations showed a variation of **1.4%**.
- **Adhesion to the “Acordo Gaúcho” settlement program**, covering R\$ 911 million in liabilities, with a 75% discount on interest and penalties and the possibility of settling up to 60% of the amount through discounted court-ordered receivables (“judiciary bond”).
- Signing of the **concession renewal agreements** for **Equatorial Pará and Equatorial Maranhão**.
- As of 1Q26, we began separately disclosing the expenses related to **Removal Costs**, with the corresponding ad-justment to 1Q25 for comparative purposes. This reclassification reflects the adoption of a better disclosure prac-tice, providing greater transparency regarding the cash effects of the operation. Previously, these amounts were fully adjusted in the Other Operating Income/Expenses line and, as of this quarter, are no longer adjusted in EBITDA.

¹Adjusted EBITDA excluding non-recurring effects and the non-cash effect of NRV and MtM, and comparison with the pro forma 1Q25 view excluding the removal cost adjustment in EBITDA.

MAIN MACROINDICATORS

Financial Highlights	1Q25	1Q26	Δ%	Δ
R\$ million				
Net Operating Revenues (NOR)	11,384	12,750	12.0%	1,366
Adjusted EBITDA (Quarter)	2,587	2,879	11.3%	292
<i>EBITDA Margin (% NOR)</i>	<i>22.7%</i>	<i>22.6%</i>	<i>-0.1 p.p.</i>	
Adjusted Net Income²	470	359	-23.6%	(111)
<i>Net Income Margin (% NOR)</i>	<i>4.1%</i>	<i>2.8%</i>	<i>-1.3 p.p.</i>	
Net Income - Same assets	360	359	-0.3%	(1)
Investments	2,304	2,585	12.2%	281
Net Debt	44,071	44,286	0.5%	215
Net Debt / Adj EBITDA (Last 12 months)	3.2x	2.7x	-0.5x	
Cash / Short Term Debt	1.4x	2.5x	1.1x	

² Adjusted Net Income for 1Q25 considers the Transmission segment result; on a same-assets basis, the amount would have been R\$ 360 million.

Summary

Summary	4
1. CONSOLIDATED FINANCIAL PERFORMANCE	6
1.1 ADJUSTED GROSS MARGIN	7
1.2 COSTS AND EXPENSES.....	8
1.3 EBITDA	10
1.4 FINANCIAL RESULT	11
1.5 NET INCOME	12
1.6 DEBT	13
1.7 INVESTMENTS.....	15
1.8 ESG (<i>Environmental, Social and Governance</i>)	16
2. DISTRIBUTION	17
2.1 COMMERCIAL PERFORMANCE.....	17
2.2 OPERATIONAL PERFORMANCE	19
2.3 FINANCIAL PERFORMANCE	20
2.4 GROSS MARGIN	20
2.5 OPERATING EXPENSES AND OPEX/CONSUMER	21
2.6 EBITDA	24
2.7 NON-RECURRING EFFECTS - EBITDA	25
2.8 FINANCIAL RESULT	26
2.9 NET INCOME	26
2.10 INVESTMENTS.....	26
2.11 TAXES.....	27
3. RENEWABLES	28
3.1 OPERATIONAL PERFORMANCE	28
3.2 FINANCIAL PERFORMANCE	31
4. SANITATION	34
4.1 FINANCIAL PERFORMANCE	34
5. EQUATORIAL SERVIÇOS.....	36
6. SERVICES PROVIDED BY THE INDEPENDENT AUDITOR.....	37

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.

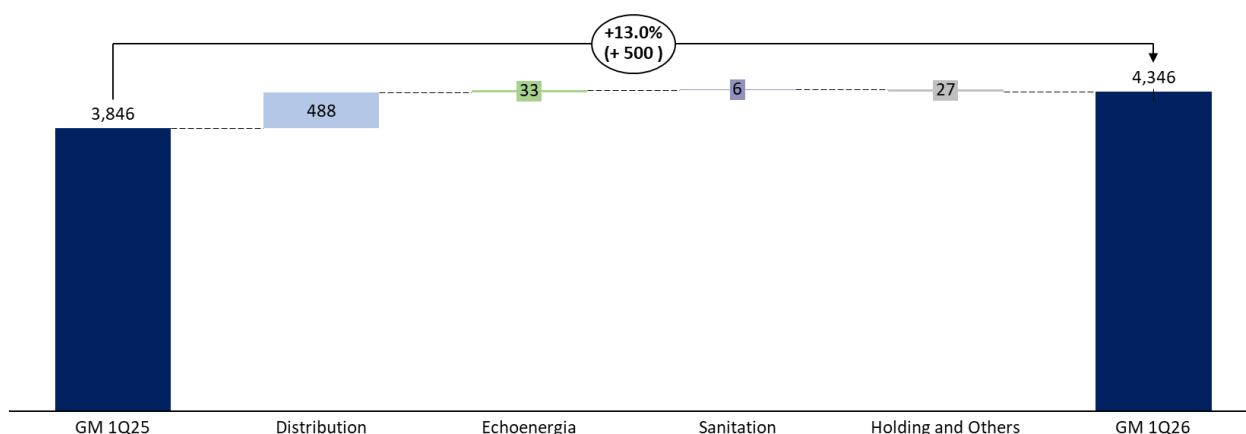
The consolidated operating information represents 100% of the results of direct and indirect subsidiaries.

1. CONSOLIDATED FINANCIAL PERFORMANCE

Income Statement	1Q25	1Q26	Δ%	Δ
R\$ million				
Gross Operating Revenues (GOR)	15,140	17,519	15.7%	2,379
Net Operating Revenues (NOR)	11,384	12,750	12.0%	1,366
Energy Purchase Cost	(7,208)	(8,106)	12.5%	(898)
Gross Profits	4,175	4,644	11.2%	469
Adjusted Gross Profits	3,846	4,346	13.0%	500
Operating Expenses	(1,400)	(1,634)	16.7%	(234)
Other Operational Revenues/Expenses	(129)	(95)	-26.5%	34
Equity Income	214	254	18.7%	40
EBITDA	2,647	2,915	10.1%	268
Adj. EBITDA	2,587	2,879	11.3%	292
Depreciation	(619)	(749)	21.1%	(130)
Goodwill Amortization	(81)	(95)	18.1%	(15)
Service Income (EBIT)	2,161	2,325	7.6%	163
Financial Results	(1,374)	(1,504)	9.5%	(130)
Adjusted Financial Results	(1,428)	(1,511)	5.8%	(82)
EBT	787	821	4.2%	33
Income Tax	(191)	(214)	11.9%	(23)
Minorities	(150)	(182)	21.4%	(32)
Net Income	446	424	-4.9%	(22)
Net Adjusted Income¹	470	359	-23.6%	(111)
Capex	2,304	2,585	12.2%	281

¹Adjusted Net Income for 1Q25 considers the Transmission segment result; on a same-assets basis, the amount would have been R\$ 360 million.

1.1 ADJUSTED GROSS MARGIN



On a consolidated basis, Equatorial Group's adjusted Gross Margin in 1Q26 increased by 13% compared to 1Q25, totaling R\$ 500 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\$ 488 million), driven by margin growth at Equatorial Maranhão (R\$ 168 million), Equatorial Pará (R\$ 108 million), CEEE-D (R\$ 71 million), Equatorial Piauí (R\$ 64 million), Equatorial Alagoas (R\$ 51 million), and Equatorial Goiás (R\$ 26 million).

The result was also impacted by Echoenergia's positive Gross Margin (R\$ 6 million), influenced by the lower cost of electricity purchases for resale.

In this quarter, the variation in the wire-b tariff and market growth impacted the distribution margin by R\$ 198 million and R\$ 127 million, respectively.

In the table below, we present the non-recurring effects on Gross Margin:

Non Recurring Items Adjusted Gross Margin	Distribution	Echoenergia	Sanitation	Others	PPAs	1Q26 Total
Deductions from operating revenue	28	-	-	-	-	28
CVA Non-neutrality	28	-	-	-	-	-
Net Operating Revenue	28	-	-	-	-	28
IFRS Adjustments (VNR/MtM)	(349)	-	-	23	-	(326)
Adjusted Gross Margin	(321)	-	-	23	-	(298)

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

Deductions from Operating Revenue:

- (i) CVA non-neutrality in the amount of R\$ 28 million, which affected all distribution companies, due to the mismatch of CVA items related to other periods and within the quarter, following an internal methodological change to anticipate the accounting closing process;
- (ii) IFRS Adjustments (VNR / MtM): In the Distribution segment, the amount refers to the update of the financial asset (R\$ 349 million), with emphasis on the distribution companies in Pará, Maranhão, and Goiás, which presented a higher VNR due to the IPCA adjustment;
- (iii) IFRS Adjustments (VNR / MtM): In the Other segment, the amount refers to the mark-to-market (MtM) adjustment of the trading company's contracts (R\$ 23 million), reflecting the impact of trading operations.

1.2 COSTS AND EXPENSES

Operating Expenses	1Q25	1Q26	Δ%	Δ
R\$ million				
(+) Personnel	324	416	29%	93
(+) Materials	51	60	17%	9
(+) Third Party Services	643	658	2%	15
(+) Others	100	154	54%	54
(=) Reported PMSO	1,117	1,289	15.3%	171
<i>Adjustments</i>	3	-	-100%	(3)
Adjusted PMSO	1,121	1,289	15.0%	168
(+) Total Provisions	269	308	15%	39
(+) CCC Subvention	13	37	186%	24
(+) Other Operating Expenses (Revenues)	129	95	-27%	(34)
(+) Removal Costs	56	86		
(+) Others Non-Cash Costs	73	8		
(+) Depreciation and Amortization	619	749	21%	130
Costs and Expenses Reported	2,147	2,477	15.4%	330
IPCA (12 months)			4.14%	
IGPM (12 months)			-1.82%	

As of this quarter, the cash-effect amounts that were previously considered under the Other Operating Income/Expenses line have been disclosed under 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	1Q25	Δ Distribution	Δ Renewables	Δ Sanitation	Δ Others*	1Q26	Δ%	Δ
R\$ million								
(+) Personnel	324	91	1	1	(0)	416	29%	93
(+) Materials	51	3	6	0	(0)	60	17%	9
(+) Third Party Services	643	(31)	33	1	12	658	2%	15
(+) Others	100	22	1	1	31	154	54%	54
(=) Reported PMSO	1,117	84	41	3	43	1,289	15%	171
<i>Adjustments</i>	3	12	(27)	-	13	-	-100%	(3)
Adjusted PMSO	1,121	96	14	3	56	1,289	15%	168
(+) Total Provisions	269	43	-	0	(4)	308	15%	39
(+) CCC Subvention	13	24	-	-	-	37	186%	24
(+) Other Operating Expenses (Revenues)	129	(34)	4	1	(5)	95	-27%	(34)
(+) Depreciation and Amortization	619	125	1	1	2	749	21%	130
Total	2,147	243	47	5	36	2,477	15%	330
IPCA							4.14%	
IGPM							-1.82%	

*Includes PPAs and Eliminations

Adjusted OPEX increased by 15% quarter-over-quarter, rising from R\$ 1,121 million to R\$ 1,289 million. From the Adjusted OPEX/Customer perspective, in the Distribution segment, a growth of 6.9% was observed and, excluding the effects of Long-Term Incentives (LTI), which were partly impacted by the stock performance, the variation would have been 4.0%.

As the main effects impacting Adjusted OPEX in the quarter, we highlight:

Distribution:

- (i) Increase of R\$ 91 million in **Personnel** expenses, mainly due to *Insourcing* (R\$ 15.1 million) taking place in the distribution companies of Pará (Southern region), Amapá, Alagoas, and Goiás (Uruaçu), in addition to provisions for the payment of variable compensation, long-term incentives (LTI), and contractual adjustments, totaling R\$ 56.9 million;
- (ii) Reduction of R\$ 31 million in **Third-Party Services**, reflecting the *Insourcing* of teams, lower spending on vegetation clearing and pruning services due to the non-mobilization of third-party teams, and a reduction in Customer Relationship expenses in Alagoas (provision reversal strategy);
- (iii) Increase of R\$ 22 million in **Others** expenses, mainly due to tax payments related to the insourced fleet and properties, as well as the annual donation to Instituto Equatorial;

Others (Holding):

- (i) An increase of R\$ 31 million, of which R\$ 14 million is related to the recognition of PIS/COFINS on Sabesp's JSCP declaration.

In the Provisions line, there was an increase of 14.5%, reflecting the movement in contingency provisions, especially in Goiás, due to the higher recognition of impairment and ECL related to FUNAC provisions (R\$ 49 million), resulting from the increase in the balance of cases recorded in 4Q25.

Detailed explanations for the movements in each segment are presented in their respective sections of the document.

In the table below, we present the non-cash effects broken down by segment:

Non Recurring / Non Cash Costs	Distribution	Echoenergia	Sanitation	Others	PPAs	1Q26 Total
Other Non-Cash Costs	8	-	-	-	-	8

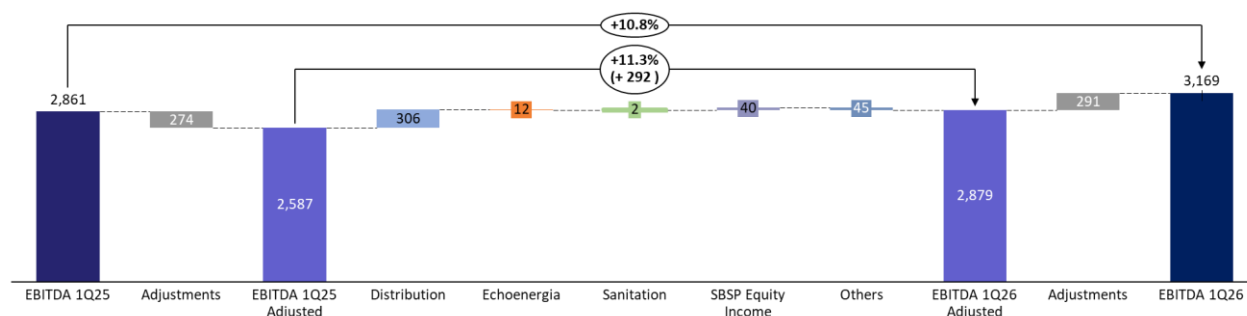
Below is the breakdown of the non-recurring/non-cash effect:

Other Non-Cash Costs

- (i) Recognition of R\$ 8 million in the distribution companies related to expected credit losses from impairment, corresponding to inventory write-downs (non-cash effect).

The individual effect by distribution company can be viewed in the non-recurring table in the Distribution section.

1.3 EBITDA



Equatorial's reported EBITDA reached R\$ 3,169 million in 1Q26, an amount 10.8% higher than in 1Q25, mainly impacted by: Distribution Adjusted EBITDA of R\$ 2,544 million in 1Q26 and R\$ 254 million in equity income from SABESP.

EBITDA adjusted for non-recurring and non-cash effects reached R\$ 2,879 million, 11.3% higher than the same period of the previous year, or an increase of R\$ 292 million, this growth was mainly explained by (i) an increase of R\$ 306 million in the Distribution segment, driven by Gross Margin growth, and (ii) the effect of SABESP equity income, which increased by R\$ 40 million quarter-over-quarter.

Adjusted EBITDA already includes non-cash and IFRS adjustments (VNR and MtM).

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

EBITDA	1Q25	1Q26	Δ%	Δ
R\$ million				
EBITDA Equatorial IFRS	2,861	3,169	10.8%	308
EBITDA Adjustments	(274)	(291)	6.1%	(17)
Non Recurring Adjustments / Non-Cash	101	35	-64.8%	(65)
(-) VNR	(344)	(349)	1.6%	(5)
(-) MtM	(31)	23	-173.9%	54
EBITDA Equatorial Adjusted	2,587	2,879	11.3%	292

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

Non Recurring EBITDA	Distribution	Echoenergia	Sanitation	Others	PPAs	1Q26 Total
Gross Margin	28	-	-	-	-	28
IFRS Adjustments (VNR/MtM)	(349)	-	-	23	-	(326)
Adjusted Gross Margin	(321)	-	-	23	-	(298)
Other Non-Cash Costs	8	-	-	-	-	8
EBITDA Adjustments	(313)	-	-	23	(0)	(291)

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

1.4 FINANCIAL RESULT

Financial Result, net	1Q25	Δ Distribution	Δ Renewables	Δ Others*	1Q26	Δ%	Δ
R\$ million							
(+) Financial Income	316	41	14	8	380	20.2%	64
(+) Late Payment Subcharge - Energy Sales	120	0	(0)	(0)	120	-0.1%	(0)
(+) Debt Charges	(1,656)	(326)	23	94	(1,864)	12.6%	(208)
(+) CVA Charges	(9)	93	-	-	84	-1012.8%	93
(+) NPV - Commercial	9	1	-	(0)	10	5.4%	1
(+) Contingencies	(65)	6	-	1	(57)	-11.7%	8
(+) Other Revenues / Expenses	(90)	17	6	(109)	(176)	95.8%	-86
Net Financial Result	(1,374)	(168)	43	(5)	(1,504)	9.4%	(130)
(+) Non Recurring Events	-	-	-	-	-	N/A	-
(-/+ Non Cash Effects)	(55)	-	-	-	(7)	-87.8%	48
Adjusted Net Financial Result	(1,429)	-	-	-	(1,511)	5.7%	(82)

On a consolidated basis, the Company's reported financial result reached negative R\$ 1,504 million, compared to negative R\$ 1,374 million in 1Q25, while the financial result adjusted for non-recurring and non-cash effects in 1Q26 was negative R\$ 1,511 million, 5.7% higher than in 1Q25. The deterioration in the quarter's financial results is mainly explained by the increase in CDI, the main debt indexer (2.99% in 1Q25 vs. 3.41% in 1Q26), combined with a 14.7% increase in the debt balance during the period.

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

Non Recurring Financial Result	Distribution	Echoenergia	Sanitation	Others	PPAs	1Q26 Total
Financial Result	-	-	-	-	-	-
Non Cash	Distribution	Echoenergia	Sanitation	Others	PPAs	1Q26 Total
Preferred Shares Effect				(7)		

Below is the breakdown of the non-cash effect:

- (i) *Non-cash effects: Recognition of R\$ 7 million related to the update of the purchase option for preferred shares in Equatorial Distribuição.*

1.5 NET INCOME

On a consolidated basis, net income for the period reached R\$ 607 million, while adjusted net income for the period recorded R\$ 359 million.

Consolidated Net Income	1Q25	1Q26	Δ%	Δ
Distribution	645	676	5%	31
Echoenergia 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 & Others	205	110	-46%	(95)
(=) Net Income	706	607	-14%	(100)
Total Adjustments	(237)	(248)	5%	(11)
DisCos Adjustments	67	(26)	-139%	(93)
Renewables Adjustments	-	-	N/A	-
Sanitation Adjustments	-	-	N/A	-
Serviços Adjustments	-	-	N/A	-
PPAs & Holding Adjustments	(1)	-	-100%	1
Preferred Shares Adjustments	(55)	(7)	-88%	48
IFRS Adjustments (VNR and MtM)	(247)	(215)	-13%	32
(=) Adjusted Net Income	470	359	-24%	(111)
(=) Net Income	706	607	-14.1%	(100)
<i>(-) Minorities</i>	<i>(150)</i>	<i>(182)</i>	<i>21.4%</i>	<i>(32)</i>
(=) Net Income Ex Minorities	556	424	-23.7%	(132)
Net Income - Same Assets	360	359	-0.3%	(1)

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\$ 113.6 million in the quarter, and (ii) the amount related to the CDI-based adjustment of the preferred shares, which amounted to R\$ 38.8 million in the quarter. After these adjustments, Net Income Excluding Minority Interests would have been R\$ 454.3 million.

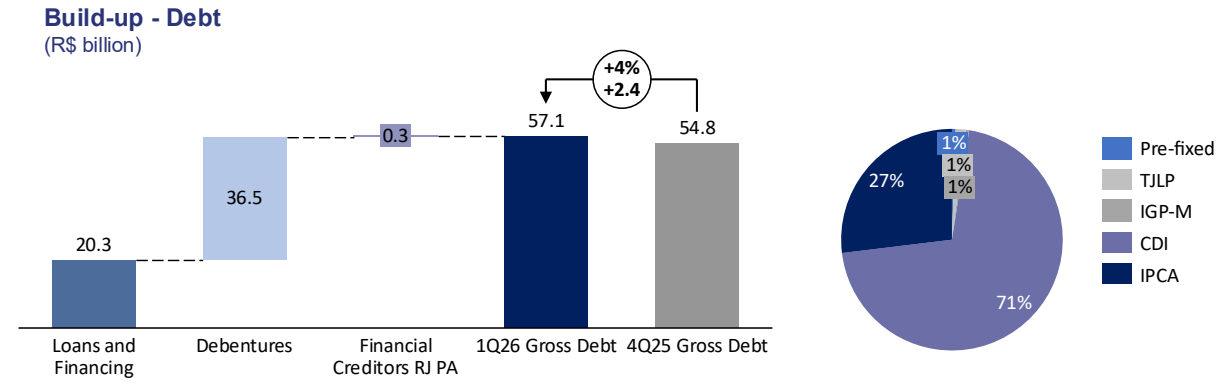
Below, we present the non-recurring and non-cash effects that impacted the Company's earnings:

Non Recurring Net Profit	Distribution	Echoenergia	Sanitation	Others	PPAs	1Q26 Total
EBITDA Adjustments (Margin+Costs)	28	-	-	-	-	28
Taxes	(54)	-	-	-	-	(54)
Preferred Shares Adjustments - Non Cash	-	-	-	(7)	-	(7)
IFRS adjustments (VNR / MtM) net of tax	(230)	-	-	15	-	(215)
Total Adjustments Net Profit	(257)	-	-	8	-	(248)

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

1.6 DEBT

In the quarter, consolidated gross debt, considering loans and financing, financial creditors under judicial reorganization (net of present value adjustment), and debentures reached R\$ 57.1 billion, representing an increase of 4.3% compared to 4Q25. For a more detailed breakdown of debt, please visit the IR website under the section: Financial Information – Operational and Financial Data.



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

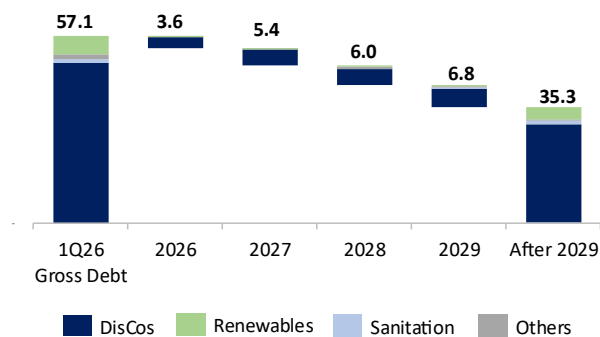
Build-up - Covenants	
Gross Debt	57.1
(-) Covenants Adjustments	1.2
(-) Cash	11.6
Net Debt	44.3
EBITDA Covenants	16.6
Net Debt / EBITDA	2.7x

Tenor and Average Cost

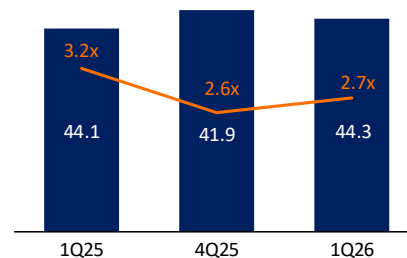
6.1 years / 13.74% p.a.

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

Amortization Schedule (R\$ bi)



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



Net debt calculated for covenant purposes reached R\$ 44.3 billion, implying a net debt/EBITDA ratio of 2.7x. Excluding the capital gain from the Transmission segment, the net debt/EBITDA ratio would be 3.1x. The covenant table breakdown presents Equatorial's EBITDA, in addition to the equity income from its 15% stake in SABESP, both referring to the last twelve months.

Over the last twelve months, the portion of the group's debt indexed to CDI recorded a cost of 15.5% p.a., or CDI + 0.58% p.a., while the portion indexed to IPCA recorded an average cost of 9.4% p.a., or IPCA + 5.40% p.a.

The Company's cash coverage ratio in relation to short-term obligations was 2.5x in 1Q26, and the average debt maturity increased from 5.6 years (1Q25) to 6.1 years due to the fundraising carried out during the period.

1.7 INVESTMENTS

Investments	1Q25	1Q26	Δ%	Δ
R\$ million				
Distribution	2,252	2,536	13%	284
Electrical Assets	1,805	1,931	7%	125
Special Obligations	317	464	46%	147
Non-Electrical Assets	130	142	9%	12
Renewables	8	35	354%	28
Operational Assets	3	35	976%	32
Projects in Development	5	0	-	-4
Sanitation	35	9	-74%	-26
Others	9	5	-49%	-4
Total Equatorial	2,304	2,585	12%	281

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

In 1Q26, consolidated investments totaled approximately R\$ 2.58 billion, a volume 12% higher than recorded in 1Q25.

The change in investments between quarters reflects the increase in the volume invested in the Distribution segment, especially in the electrical assets line, as a result of investments in expansion, quality, and loss reduction initiatives.

The Special Obligations line showed a significant increase due to higher investments in PLPT (Light for All Program), Remote PLPT, and progress in the construction of a new Substation in Alagoas.

Investments in non-electrical assets represented 9.4% of total CAPEX in the Distribution segment in the quarter-over-quarter comparison. In this line, investments in Strategic Projects stand out, most of which are innovation projects relevant to the group, representing approximately 51.4%, or R\$ 73 million, of Distribution non-electrical CAPEX in 1Q26.

For further details, see the “Distribution” section.

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

1.8 ESG (Environmental, Social and Governance)

The Equatorial Group reaches this quarter consolidating a cycle of advances in its sustainability and operational efficiency agenda. The progress in ESG ratings and the inclusion in the ISE B3 portfolio in 2026 show that the business strategy is truly integrated with these practices.

In the field of innovation and efficiency, the beginning of this year was marked by recognition at the OSE Award (O Setor Elétrico), where we won in three technical categories. In addition, we ranked 2nd among the most innovative energy companies in the country in the use of IT, which reinforces how technology has been a key driver in the modernization of our assets and processes.

In the social pillar, the deliveries this semester reinforce the focus on generating shared value through the Equatorial Institute. The Energia Feminina program continues to be the main highlight in productive inclusion, having mobilized 400 women and gained visibility at the global festival World Creativity Day. To further scale impact in our areas of operation, we announced the results of the 2nd edition of the “Edital Diálogos”, which will allocate R\$ 4 million to support projects from civil society organizations, while the remaining investment of R\$ 2.9 million was allocated to other initiatives, such as Energia Feminina, professional training courses in science and technology for young people, among others. In addition to direct funding, we launched a strategic partnership with the “Gerando Falcões” network for the implementation of the “Favela 3D” program, aimed at structural transformation and income generation in underserved communities. Closing this cycle with a focus on the circular economy, we advanced the “Projeto Recriar”, which trains people in vulnerable situations to transform our old operational uniforms into new items such as backpacks and helmet carriers.

It is also important to highlight the reduction in SF6 emission intensity, through measures adopted with the Distribution companies, such as an increased number of circuit breaker maintenance activities, resulting in a 16.7% reduction compared to 1Q25.

Learn more about our indicators, updated each quarter, in the table below.

Indicadores ESG	Medida	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 Energia	%	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

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

2. DISTRIBUTION

2.1 COMMERCIAL PERFORMANCE

Operational Data	Unit	1Q25								1Q26							
		MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total
SIN Injected Energy	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
Isolated Systems	GWh	0	68	0	0	0	13	0	82	1	67	1	0	0	14	0	83
Distributed Generation Injected Energy	GWh	205	299	217	180	161	24	650	1,736	266	384	277	236	215	39	913	2,330
Total Gross Energy Injected	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
Total Gross Energy Injected Var. (%)	%									8.8%	8.6%	7.9%	6.5%	-2.4%	3.9%	1.3%	4.2%
Residential - conventional	GWh	688	711	301	318	957	101	1,369	4,444	718	731	297	330	928	113	1,279	4,395
Residential - low income	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
Commercial	GWh	126	261	106	118	394	48	375	1,429	125	242	99	107	343	47	312	1,275
Others	GWh	354	359	205	180	382	38	645	2,163	368	368	198	187	351	41	611	2,124
Captive Consumers	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
Commercial	GWh	141	246	72	103	285	19	232	1,099	158	281	83	108	313	20	259	1,223
Others	GWh	9	34	20	41	71	4	59	239	16	42	24	62	102	5	68	319
Free Consumers	GWh	257	636	130	325	623	27	1,227	3,225	297	727	151	353	708	30	1,269	3,535
Connection - Other DisCos	GWh	4	8	44	3	21	0	3	82	4	7	47	4	20	0	1	82
Billed Energy	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
Billed Var. (%)	%									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
Wire B Market	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
Wire B Market Var. (%)	%									7.7%	7.1%	5.9%	6.2%	-0.8%	6.2%	1.5%	3.8%
Total Measured Energy + Pass-through	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
Total Measured Energy + Pass-through Var. (%)	%									8.6%	7.7%	7.9%	7.1%	0.0%	7.5%	2.8%	4.8%
# of Consumers	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
# of Consumers Var. (%)	%									2.5%	1.8%	2.8%	2.5%	2.0%	4.8%	2.8%	2.4%

LOSSES (12 months)

DisCos	1Q25	4Q25	1Q26	Regulatory 1Q26 Homologated after CP 09	Δ 1Q25	Δ 4Q25	Δ Regulatory
Consolidated	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%

¹ Regarding the tariff coverage for energy purchases at CEA, it is worth noting that, in addition to the usual amount embedded in the regulatory loss level, ANEEL made available an additional amount of R\$ 55.3 million in the Sparta of the 2025 Tariff Adjustment Process (RTA), approved by REH 3,572 of April 7, 2026, referring to the sole paragraph of article 4(b) of Law 12,111, dated December 9, 2009. This complementary mechanism, provided for by law, will be discontinued in the 2026 tariff review process.

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

CONTRACTING PERCENTAGE (12 months)

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

T26	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO
% of contraction	99.24%	97.24%	101.91%	111.33%	101.66%	139.86%	112.32%
% disconsidering involuntary	99.24%	97.24%	101.91%	106.01%	101.66%	104.35%	107.74%

The effect of overcontracting in Goiás and Alagoas during the quarter generated a positive result of R\$ 756 thousand and R\$ 56.5 thousand, respectively, due to the average PLD price being higher than the average purchase price.

The contracting level in Amapá was considerably higher due to the incorporation of A10 contracts signed in 2015, a period in which CEA was not yet part of the SIN and there was an expectation of stronger state growth, which ultimately materialized at a slower pace than projected. Excluding the effect of involuntary overcontracting, CEA remains within the regulatory threshold, i.e., below 105%.

PDA and COLLECTION - QUARTER

	1Q25	1Q26	Δ	Collection Index	1Q25	1Q26	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.
Consolidated	1.66%	1.64%	-0.01 p.p.	Consolidated	97.83%	97.52%	-0.31 p.p.

¹ Excludes Construction Revenue

On a consolidated basis, the group's PECLD reached 1.64% of gross operating revenue, compared to 1.66% in 1Q25, a slightly lower level between periods.

The slight improvement between quarters mainly reflects the performance of CEA, Equatorial Alagoas, CEEE-D, and Equatorial Piauí. The main factors impacting the PECLD line of the distribution companies are detailed in the costs and expenses section.

The companies' collection rate ended the quarter at a consolidated level of 97.52%, with highlights for CEA (101.20%), Equatorial Alagoas (100.03%), and Equatorial Goiás (100.89%). On the other hand, there was lower collection performance in Equatorial Piauí, Maranhão, and Pará.

The distribution companies in Piauí, Maranhão, and Pará still reflect the effects of tariff review processes, with tariff increases. We are working to address these deviations by intensifying communication and using other collection tools, such as enforcement drives and collection campaigns.

2.2 OPERATIONAL PERFORMANCE

DEC and FEC (12 months)

DisCos	1Q25	3Q25	1Q26	Regulatory	Δ 1Q25	Δ 3Q25	Δ Regulatory
DEC							
Equatorial Maranhão	13.4	12.9	13.2	13.8	-0.1	0.3	-0.6
Equatorial Pará	19.4	17.3	15.8	21.5	-3.6	-1.4	-5.6
Equatorial Piauí	21.0	16.6	17.4	19.2	-3.7	0.7	-1.8
Equatorial Alagoas	19.9	15.5	13.9	14.8	-6.0	-1.6	-0.9
CEEE-D	18.8	11.0	9.8	8.2	-8.9	-1.2	1.6
CEA	34.5	29.7	28.0	45.4	-6.6	-1.7	-17.4
Equatorial Goiás	15.9	14.6	12.7	11.2	-3.3	-1.9	1.4
FEC							
Equatorial Maranhão	5.8	5.5	6.0	7.9	0.2	0.5	-1.9
Equatorial Pará	8.0	7.2	6.9	15.8	-1.0	-0.3	-8.8
Equatorial Piauí	7.2	6.1	6.3	12.2	-0.9	0.1	-5.9
Equatorial Alagoas	6.6	5.8	5.4	11.8	-1.2	-0.4	-6.4
CEEE-D	7.3	4.8	4.5	5.8	-2.8	-0.4	-1.3
CEA	14.4	13.4	12.3	30.6	-2.1	-1.1	-18.3
Equatorial Goiás	7.6	6.5	5.9	7.4	-1.7	-0.7	-1.5

The Equatorial Group began 2026 maintaining the operational consistency observed throughout 2025, with solid performance in continuity indicators (DEC and FEC) and regulatory compliance in most concessions.

In DEC, the distribution companies in Maranhão, Pará, Alagoas, Amapá, and Goiás showed improvement compared to the previous quarter, with highlights for Maranhão, Pará, Alagoas, and Amapá, which remained within regulatory limits, and Goiás, which is on a trajectory toward compliance. The distribution companies in Piauí and Rio Grande do Sul recorded a temporary increase in the indicator, reflecting a more intense rainy season between January and March. Nevertheless, the distribution companies remain focused on strengthening the grid and increasing operational resilience.

Currently, four out of the seven Equatorial concessions are within the regulatory DEC limit, and all distribution companies in the group are within the regulatory FEC limit.

2.3 FINANCIAL PERFORMANCE

Operating Revenues	1Q25								1Q26								Δ%
	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total	
(+) Gross Supply Revenues	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%
Unbilled Income	(25)	(24)	(12)	7	84	(4)	65	92	(9)	(13)	(13)	5	70	(6)	8	42	-55%
(+) Demand Excess / Reactive Surplus	(5)	(11)	(3)	(4)	(10)	(1)	(17)	(51)	(5)	(12)	(4)	(4)	(10)	(1)	(19)	(54)	6%
(+) Other Revenues	348	689	169	205	354	69	583	2,417	503	913	277	264	444	110	799	3,309	37%
Low Income Subsidy	92	118	53	52	19	11	48	395	163	193	99	79	26	16	80	657	66%
CDE Subvention	54	206	44	53	55	31	148	590	80	237	67	63	117	38	189	790	34%
Grid Usage	55	149	37	71	193	15	275	796	83	212	55	78	237	14	398	1,078	36%
Financial Asset Update	101	152	6	5	38	3	39	344	109	178	6	4	16	1	35	349	2%
Tariff Flags	7	9	4	4	7	4	-	34	24	28	22	20	3	35	12	143	323%
Late Payment Fine	16	24	10	8	9	3	24	93	20	25	11	8	11	3	30	107	15%
(+) Other Operating Revenues / Expenses	23	31	16	12	33	3	49	166	25	40	17	12	34	3	55	186	12%
Other Revenues (Parcel B)	13	20	8	6	25	2	33	107	14	27	7	6	25	2	34	115	7%
(+) Supply	12	20	6	8	23	17	40	127	56	66	28	17	58	56	61	343	170%
(+) Parcel A Revenues	71	26	37	(75)	(67)	55	247	295	(4)	71	6	68	(26)	27	101	243	-18%
(+) Construction Revenues	307	720	190	160	308	82	486	2,252	273	787	231	169	308	131	638	2,536	13%
(-) Gross Operating Revenues	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%
Deductions from Operating Revenues	(528)	(721)	(315)	(290)	(610)	(104)	(1,105)	(3,674)	(737)	(860)	(430)	(341)	(816)	(122)	(1,361)	(4,666)	27%
PIS and COFINS	(414)	(562)	(247)	(231)	(382)	(85)	(664)	(2,584)	(560)	(634)	(332)	(251)	(505)	(94)	(791)	(3,168)	23%
Quality Indicator Compensations	(8)	(14)	(11)	(1)	(22)	(2)	(55)	(112)	(11)	(10)	(10)	(3)	(13)	(2)	(36)	(86)	-23%
Consumer Charges	(107)	(146)	(57)	(58)	(205)	(18)	(387)	(977)	(166)	(215)	(87)	(87)	(298)	(25)	(534)	(1,412)	45%
(=) Net Operating Revenues	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%
(-) Construction Revenues	(307)	(720)	(190)	(160)	(308)	(82)	(486)	(2,252)	(273)	(787)	(231)	(169)	(308)	(131)	(638)	(2,536)	13%
(=) Net Operating Revenues w/o Construction Rev	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%
(-) Energy Purchase and Transmission	(625)	(937)	(350)	(370)	(769)	(145)	(1,217)	(4,414)	(680)	(1,046)	(387)	(415)	(883)	(201)	(1,279)	(4,900)	11%
(=) Gross Margin	600	1,038	338	283	485	155	1,026	3,926	784	1,181	411	352	558	144	979	4,409	12%
(+) Non Recurring Adjustments	-	-	-	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)	(348)	2%
(=) Adjusted Gross Margin	499	886	333	296	447	152	986	3,600	668	994	397	347	518	152	1,012	4,088	14%
	Δ% Adjusted Gross Margin																
									33.7%	12.2%	19.2%	17.1%	15.9%	-0.4%	2.6%	13.5%	

2.4 GROSS MARGIN

In 1Q26, the adjusted Gross Margin of the distribution companies excluding VNR reached R\$ 4.09 billion, 14% higher than in the same period of the previous year, mainly driven by the positive effect of the wire-b tariff (R\$ 198 million) and market growth (R\$ 127 million). Equatorial Maranhão was the distribution company that contributed the most to the positive margin variation in the quarter (+ R\$ 168 million).

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

2.5 OPERATING EXPENSES AND OPEX/CONSUMER

Operating Expenses	1Q25									1Q26									Δ%
	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total	Total		
Personnel	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%		
Third Party Services	105	118	71	40	112	22	218	686	113	124	70	39	120	13	176	655	-5%		
Others	9	8	4	3	8	1	15	47	10	11	6	4	10	2	26	69	46%		
OPEX	182	188	94	75	151	36	290	1,016	186	210	115	84	163	34	310	1,100	8%		
Others Adjustments	(4)	(6)	(1)	(1)	-	-	-	(12)	-	-	-	-	-	-	-	-	-100%		
Adjusted OPEX	178	182	93	74	151	36	290	1,004	186	210	115	84	163	34	310	1,100	10%		
PDA	30	59	27	17	35	12	19	199	52	86	27	5	27	5	28	230	15%		
% GOR (w/o Construction Revenues)	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%			
Provision for Contingencies	3	5	2	3	15	0	17	46	6	9	1	(7)	21	1	10	41	-10%		
FUNAC Provisions	-	-	-	-	-	-	31	31	-	-	-	-	-	-	49	49	55%		
Provisions	33	64	28	21	50	12	68	277	58	95	27	(1)	49	5	87	320	16%		
PDA Adjustments	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
Provision Adjustments	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
Adjusted Provisions	33	64	28	21	50	12	68	277	58	95	27	(1)	49	5	87	320	16%		
CCC Subvention	(13)	22	-	-	-	3	-	13	0	32	-	-	-	5	-	37	186%		
Other Operating Expenses / Revenues)	31	17	8	6	(14)	1	78	128	14	43	19	9	(1)	2	7	94	-27%		
Depreciation and Amortization	97	112	49	36	46	15	182	536	100	167	54	40	82	21	198	662	23%		
Manageable Expenses	330	404	179	137	234	68	618	1,970	358	547	216	131	293	67	602	2,213	12%		
Adjusted OPEX/Consumer (12m)	255	236	247	213	298	526	347	279	258	263	271	236	330	498	337	291			
Δ% OPEX per Consumer									1.0%	11.5%	9.8%	10.6%	10.9%	-5.4%	-2.8%	4.5%			

MARANHÃO

In the quarter-over-quarter comparison, Adjusted OPEX/Customer, on a 12-month basis, increased by 1.0%, totaling R\$ 258. Adjusted OPEX for the period increased by 4.1% compared to the same period of the previous year, or R\$ 7.3 million higher.

The increase in the quarter is mainly driven by the **Third-Party Services** line (R\$ 8 million) and reflects higher mobilization of teams for energy recovery services, billing and bill delivery, and software maintenance.

PDA reached R\$ 52 million in 1Q26 and represents 2.4% of gross operating revenue, an increase of R\$ 22 million compared to 1Q25, reflecting higher provisioning due to debt aging, mainly concentrated in the residential segment, influenced by the average tariff adjustment of 17.90% in Maranhão.

PARÁ

In 1Q26, Adjusted OPEX/Customer, on a 12-month basis, increased by 11.5%, totaling R\$ 263. Adjusted OPEX for the period reached R\$ 210 million, 15.4% higher than in 1Q25, or R\$ 27.9 million.

The increase in OPEX in the quarter is mainly driven by the **Personnel** and **Third-Party Services** lines. Personnel (R\$ 13 million) reflects higher headcount between periods driven by insourcing, variable compensation, and higher long-term incentive expenses due to stock performance. In Third-Party Services (R\$ 6 million), there was an increase in the volume of vegetation clearing services and maintenance of distribution networks and substations, focused on improving continuity indicators and reducing related penalties.

In 1Q26, **PDA** reached R\$ 86 million, representing 2.8% of gross operating revenue, an increase of R\$ 27 million compared to 1Q25, mainly driven by aging public-sector receivables, followed by the retail segment.

PIAUI

Adjusted OPEX/Customer (12 months) reached R\$ 271, an increase of 9.8% compared to 1Q25, while Adjusted OPEX grew by 23.4%, or R\$ 21.8 million.

This variation is mainly driven by the **Personnel** line (R\$ 19 million), which was impacted by factors such as variable compensation, personnel sharing (salaries and benefits), and an increase in long-term incentive expenses, as a result of stock performance.

PDA for the quarter was R\$ 27 million, 2.2% of gross operating revenue, remaining in line with 1Q25

ALAGOAS

Adjusted OPEX/Customer (12 months) reached R\$ 236, 10.6% higher than in 1Q25, while Adjusted OPEX increased by 13.0%, or R\$ 9.6 million.

The increase in OPEX for the quarter was concentrated in the **Personnel** line, which rose by R\$ 10.0 million, driven by higher variable compensation expenses, long-term incentives and benefits, as well as higher salary and payroll-related expenses due to accumulated inflation over the period.

In Alagoas, **PDA** for the quarter was R\$ 5 million, representing 0.5% of gross operating revenue, a decrease of R\$ 12 million compared to 1Q25

CEEE-D

Adjusted OPEX/Customer (12 months) reached R\$ 330, an increase of 10.9%. Adjusted OPEX for the period increased by R\$ 12 million, or 8.0% compared to 1Q25.

The increase in OPEX during the period is mainly driven by the **Third-Party Services** line, with higher billing services, costs related to debt re-notification as a result of demand growth and team expansion, and legal fees expenses. In the **Materials** line, the variation is due to higher consumption of materials aimed at reducing the DEC and FEC indices.

PDA/ROB for the period reached 1.2%, or R\$ 27 million, a decrease of R\$ 7.5 million compared to 1Q25, driven by improvements in collection actions.

CEA

Adjusted OPEX/Customer (12 months) reached R\$ 498, 5.4% lower than in the same period of the previous year. Adjusted OPEX for CEA was R\$ 34 million, 6.2% lower than in 1Q25.

OPEX decreased in the quarter, mainly due to a reduction in the **Third-Party Services** line, driven by the insourcing of standby, pruning, and distribution network maintenance activities, partially offset by an increase in the **Personnel** line (R\$ 7.0 million), reflecting the effects of insourcing, combined with annual collective bargaining agreement adjustments, as well as variable compensation and higher long-term incentive expenses due to stock performance.

In 1Q26, **PDA/ROB** was 1.0%, or R\$ 5 million, a decrease of R\$ 7.2 million compared to 1Q25, driven by the effectiveness of the collection plan and strong negotiation campaigns.

GOIÁS

Adjusted OPEX/Customer (12 months) was R\$ 337 in 1Q26, a 2.8% decrease compared to 1Q25. Adjusted OPEX was R\$ 310 million, 6.7% higher than in the same period of the previous year.

The increase in OPEX in the quarter was concentrated in the **Personnel** and **Other** lines. Personnel expenses reflect variable compensation, higher long-term incentive expenses driven by stock performance, and higher headcount between periods due to insourcing (Distribution Network services such as maintenance, standby, pruning, and live-line

work). The Other line reflects the early annual contribution to Instituto Equatorial, as well as higher spending on institutional and commercial campaigns.

In 1Q26, **PDA** reached R\$ 28 million in the quarter, or 0.8% of gross operating revenue, an increase of R\$ 8 million compared to 1Q25, reflecting the update of the methodology applied to the loss matrix calculation.

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

2.6 EBITDA

EBITDA	1Q25									1Q26									Δ%
	MA	PA	PI	AL	CEEE-D	CEA	GO	Total	MA	PA	PI	AL	CEEE-D	CEA	GO	Total			
R\$ million																			
(+) Net Income	142	393	47	56	(3)	8	2	645	272	384	33	120	(41)	(5)	(88)	676	4.9%		
(+) Income Tax / Social Contribution	35	93	7	28	-	2	(25)	140	57	73	65	47	-	5	(66)	181	28.8%		
(+) Net Financial Result	93	147	106	62	255	77	431	1,171	97	176	96	55	306	76	531	1,339	14.4%		
(+) Depreciation & Amortization	97	112	49	36	46	15	182	536	100	167	54	40	82	21	198	662	23.4%		
(=) EBITDA IFRS (CVM)*	367	746	208	182	297	102	590	2,492	526	801	249	261	347	98	575	2,857	15%		
Total Adjustments	(94)	(131)	2	15	(56)	(2)	13	(254)	(115)	(173)	(3)	(4)	(61)	4	39	(313)	23.4%		
(+) Other Operating Revenues / Expenses	15	15	7	2	(18)	0	52	72	1	14	11	1	(21)	(4)	6	8	-89.3%		
(+) Gross Margin Impacts	-	-	-	18	-	-	-	18	(8)	(8)	(8)	(1)	(24)	9	69	28	57.2%		
(+) Isolated Systems	(12)	-	-	-	-	-	-	(12)	-	-	-	-	-	-	-	-	-100.0%		
(+) PMSO Adjustments	4	6	1	1	-	-	-	12	-	-	-	-	-	-	-	-	-100.0%		
(+) Provisions Adjustments	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	N/A		
(+) VNR	(101)	(152)	(6)	(5)	(38)	(3)	(39)	(344)	(109)	(178)	(6)	(4)	(16)	(1)	(35)	(349)	1.6%		
Adjusted IFRS EBITDA	273	614	210	197	241	99	603	2,238	411	628	247	257	286	102	614	2,544	14%		
	Δ%								50.5%	2.3%	17.3%	30.3%	18.4%	2.2%	1.9%	13.7%			

MARANHÃO

In 1Q26, EBITDA adjusted for VNR and non-recurring effects reached R\$ 411 million, 50.5% higher than in 1Q25, or R\$ 138 million.

The adjusted Gross Margin for the quarter increased by 33.7%, or R\$ 168 million, mainly driven by: (i) wire-b tariff in the amount of R\$ 120 million, (ii) market growth (R\$ 8 million), and (iii) positive RNF of R\$ 16 million.

Adjusted OPEX for the period increased by R\$ 7 million, while adjusted provisions and contingencies increased by R\$ 25 million, mainly due to higher expected credit losses from impairment between periods.

PARÁ

EBITDA adjusted for VNR and non-recurring effects in Pará reached R\$ 628 million, 2.3% higher than in 1Q25, or R\$ 14 million, driven by the increase in Gross Margin.

Adjusted Gross Margin for the period increased by 12.2%, or R\$ 108 million, mainly driven by: (i) market growth of R\$ 61 million and (ii) positive RNF of R\$ 11 million.

Adjusted OPEX increased by R\$ 27.9 million, while adjusted provisions increased by R\$ 31 million compared to 1Q25, mainly due to higher expected credit losses from impairment between periods.

PIAUI

In Piauí, EBITDA adjusted for non-recurring and non-cash effects reached R\$ 247 million, 17.3% higher, or R\$ 36 million, compared to the same period of the previous year.

Adjusted Gross Margin for the period increased by 19.2%, or R\$ 64 million compared to 1Q25, mainly reflecting: (i) market growth (R\$ 18 million) and (ii) increase in wire-b tariff (R\$ 17 million).

Adjusted PECLD and provisions improved by R\$ 1 million compared to 1Q25, while adjusted OPEX increased by R\$ 21.8 million between periods. Removal costs in the quarter amounted to R\$ 8 million.

ALAGOAS

EBITDA adjusted for VNR and non-recurring effects in Alagoas reached R\$ 257 million, R\$ 60 million higher than in 1Q25, or 30.3% higher.

Adjusted Gross Margin for the period increased by 17.1%, or R\$ 51 million, mainly due to: (i) market growth of R\$ 17 million, (ii) increase in wire-b tariff (R\$ 10 million), and partially impacted by (iv) Unbilled Revenue (-R\$ 2 million).

Adjusted provisions and contingencies improved by R\$ 12 million, while adjusted OPEX increased by approximately R\$ 9.6 million.

CEEE-D

EBITDA adjusted for non-recurring effects and VNR in Rio Grande do Sul reached R\$ 286 million in the quarter, 18.4% higher than in 1Q25, or R\$ 44 million.

Adjusted Gross Margin at CEEE-D increased by 15.9%, or R\$ 71 million, driven by: (i) increase in wire-b tariff (R\$ 14 million).

Adjusted OPEX for the period increased by R\$ 12 million, while adjusted provisions and contingencies improved by R\$ 2 million.

CEA

Adjusted EBITDA reached R\$ 102 million, an increase of 2.2% compared to the same period of the previous year (R\$ 2.0 million). This result mainly reflects stable adjusted Gross Margin ex-VNR compared to 1Q25, combined with a reduction of R\$ 2.2 million in OPEX between periods.

GOIÁS

EBITDA adjusted for non-recurring effects and VNR at Equatorial Goiás reached R\$ 614 million, an increase of 1.9% compared to the same period of the previous year, or R\$ 12 million.

Adjusted Gross Margin in the quarter showed a positive variation of R\$ 26 million, driven by: (i) wire-b tariff (R\$ 36 million), (ii) market growth (R\$ 13 million), partially offset by (iii) Unbilled Revenue (-R\$ 57 million).

Additionally, adjusted OPEX for the period increased by R\$ 19.5 million, while PECLD and adjusted provisions varied positively by R\$ 19 million.

2.7 NON-RECURRING EFFECTS - EBITDA

Non Recurring EBITDA Distribution	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	1Q26 Total
Gross Margin	(8)	(8)	(8)	(1)	(24)	9	69	28
Other Non-Cash Costs	1	14	11	1	(21)	(4)	6	8
VNR	(109)	(178)	(6)	(4)	(16)	(1)	(35)	(349)
EBITDA Adjustments	(115)	(173)	(3)	(4)	(61)	4	39	(313)

2.8 FINANCIAL RESULT

Financial Result, net	1Q25									1Q26									Δ%
	MA	PA	PI	AL	CEEE-D	CEA	GO	Total	MA	PA	PI	AL	CEEE-D	CEA	GO	Total			
R\$ million																			
(+) Financial Income	44	92	23	24	24	23	32	262	19	101	37	34	44	19	48	303	15.8%		
(+) Late Payment Subcharge - Energy Sales	19	36	13	10	23	2	15	118	20	39	12	9	16	5	18	119	0.2%		
(+) Debt Charges	(136)	(249)	(128)	(77)	(188)	(96)	(427)	(1,300)	(128)	(300)	(156)	(101)	(278)	(96)	(566)	(1,626)	25.1%		
(+) CVA Charges	(7)	(4)	0	(3)	5	5	(5)	(9)	4	4	19	2	29	4	22	84	-1012.8%		
(+) NPV - Commercial	0	0	1	1	3	6	(2)	9	1	(1)	2	1	5	1	-	10	6.3%		
(+) Contingencies	(3)	(3)	(0)	(4)	(32)	(2)	(20)	(65)	(5)	(5)	(4)	8	(32)	(2)	(19)	(58)	-9.7%		
(+) Other Revenues / Expenses	(10)	(20)	(16)	(13)	(90)	(14)	(24)	(187)	(8)	(14)	(7)	(8)	(91)	(6)	(35)	(170)	-9.0%		
Net Financial Result	(93)	(147)	(106)	(62)	(255)	(77)	(431)	(1,171)	(97)	(176)	(96)	(55)	(306)	(76)	(531)	(1,339)	14%		
(+) Non Recurring Events	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	N/A		
Adjusted Net Financial Result	(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 NET INCOME

Net Income	1Q25									1Q26									Δ%
	MA	PA	PI	AL	CEEE-D	CEA	GO	Total	MA	PA	PI	AL	CEEE-D	CEA	GO	Total			
R\$ million																			
(+) Net Income	142	393	47	56	(3)	8	2	645	272	384	33	120	(41)	(5)	(88)	676	5%		
(+) EBITDA Adjustments (Net of Taxes)	(8)	6	1	18	-	-	-	17	(8)	(8)	(8)	(1)	(24)	9	69	28	60.4%		
(+) IR and CSLL Effect	16	19	(0)	14	-	-	-	49	1	1	(36)	(1)	-	(3)	(16)	(54)	-209.7%		
(+) Depreciation	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	N/A		
(+) Financial Results Adjustments	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	N/A		
(+) Other Non Operational Revenues/Expenses	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	N/A		
(+) Net VNR from IR and CSLL	(67)	(100)	(4)	(3)	(25)	(2)	(26)	(227)	(72)	(118)	(4)	(3)	(10)	(1)	(23)	(230)	1.6%		
(=) Adjusted Net Income	84	318	44	85	(29)	6	(24)	485	194	259	(15)	115	(75)	0	(58)	420	-13%		
	Δ%								132.0%	-18.5%	-134.5%	34.9%	164.3%	-92.7%	146.3%	-13.4%			

2.10 INVESTMENTS

Investment on Distribution	1Q25								1Q26								Δ%
	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total	
R\$ million																	
Electrical Assets	275	433	161	151	287	51	448	1,805	219	403	181	158	287	103	580	1,931	6.9%
Special Obligations	11	253	19	2	-	24	8	317	33	357	39	3	-	24	8	464	46.2%
Non-Electrical Assets	20	34	11	7	21	7	30	130	21	27	11	8	21	4	49	142	9.4%
Strategic Projects	275	433	161	151	287	51	448	1,805	219	403	181	158	287	103	580	1,931	6.9%
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%	

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

2.11 TAXES

At the Equatorial Group, 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.

IRPJ/CSLL (R\$MM)	1T25							1T26						
	Distribution	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	MA	PA	PI	AL	RS	AP
EBT	177	486	53	84	(3)	10	(23)	329	458	98	166	(41)	0	(154)
Expenses IRPJ/CSLL	(35)	(93)	(7)	(28)	-	(2)	25	(57)	(73)	(65)	(47)	-	(5)	66
(+) Deferred Tax Asset	29	65	(31)	7	-	-	(33)	15	44	52	31	-	-	(73)
(+) Tax Incentives	24	72	12	-	-	-	-	55	82	8	12	-	-	-
Cash Tax	(7)	(28)	(38)	(21)	-	(2)	-	(42)	(29)	(13)	(16)	-	(5)	(7)
Effective Tax Rate of IRPJ and CSLL	4%	6%	71%	25%	0%	22%	0%	13%	6%	13%	10%	0%	1978%	-4%

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

Non-Recurring Effects	1T25							1T26						
	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO
Expenses IRPJ/CSLL	(28)	(37)	-	(27)	-	-	-	-	-	(2)	3	-	-	(7)
Deferred Tax Asset	28	37	-	27	-	-	-	-	-	(35)	(4)	-	-	13
Tax Incentives	15	20	-	21	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

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

IRPJ/CSLL (R\$MM) - Recurring	1T25							1T26						
	Distribution	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	MA	PA	PI	AL	RS	AP
EBT	177	486	53	84	(3)	10	(23)	329	458	98	166	(41)	0	(154)
Expenses IRPJ/CSLL	(50)	(113)	(7)	(49)	-	(2)	25	(57)	(73)	(28)	(46)	-	(5)	60
(+) Deferred Tax Asset	57	102	(31)	34	-	-	(33)	15	44	17	27	-	-	(60)
(+) Tax Incentives	39	92	12	21	-	-	-	55	82	8	12	-	-	-
Cash Tax	6	(11)	(38)	(15)	-	(2)	-	(42)	(29)	(11)	(19)	-	(5)	0
Effective Tax Rate of IRPJ and CSLL	-4%	2%	71%	18%	0%	22%	0%	13%	6%	11%	11%	0%	1978%	0%

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

3. RENEWABLES

3.1 OPERATIONAL PERFORMANCE

GENERATION

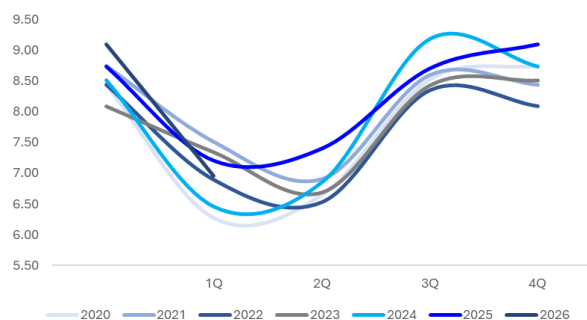
Wind Complexes	Generation (GWh)				Wind (m/s)			
	1Q25	1Q26	Δ%	Δ	1Q25	1Q26	Δ%	Δ
Wind Portfólio	921.8	871.7	-5.4%	-50.1	7.2	7.0	-3.5%	-0.3
<i>Constrained-Off</i>	82.4	78.6	-4.7%	-3.8				
Wind Portfólio ex Constrained-Off	1,004.1	950.2	-5.4%	-53.9				

Solar Complexes	Generation (GWh)				Average Irradiance (W/m ²)			
	1Q25	1Q26	Δ%	Δ	1Q25	1Q26	Δ%	Δ
Solar Portfólio	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				
Solar Portfólio ex Constrained-Off	335.2	338.3	0.9%	3.0				

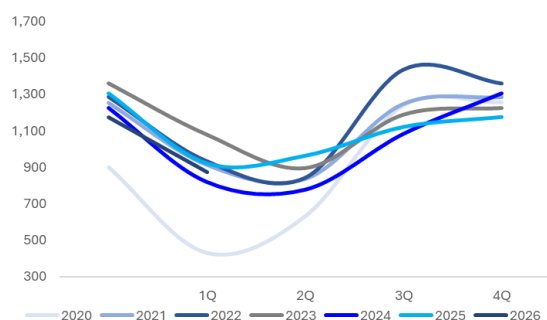
Portfólio	Generation (GWh)			
	1Q25	1Q26	Δ%	Δ
Consolidated Portfólio	1,169.8	1,107.1	-5.4%	-62.7
<i>Constrained-Off</i>	169.6	181.4	7.0%	11.8
Consolidated Portfólio ex Constrained-Off	1,339.4	1,288.5	-3.8%	-50.8

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

AVERAGE WIND – WIND PORTFOLIO (m/s)



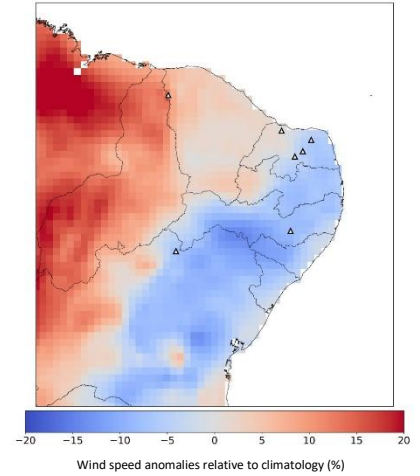
GENERATION TOTAL – WIND PORTFOLIO (GWh)



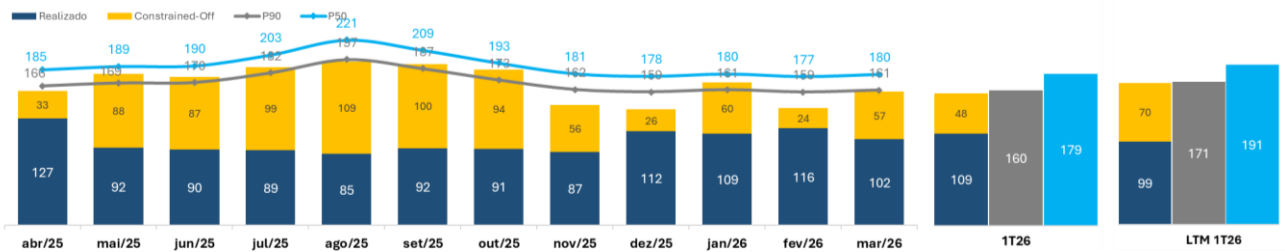
1Q26 was marked by below-average wind speeds across most of the Northeast, with more pronounced negative anomalies in the western areas of the coastal strip, covering sections of the states of Ceará, Rio Grande do Norte, Paraíba, Pernambuco, Alagoas, Sergipe, and Bahia. Compared to 1Q25, the average wind speed across Echoenergia's wind farms decreased by 4%, with part of the assets operating below their respective climatological averages.

The figure alongside illustrates wind anomalies in 1Q26 compared to the long-term average, highlighting the negative climatic impact on Echoenergia's wind complexes. Excluding constrained-off effects, generation results for this period were close to P91 for wind assets and P94 for solar assets.

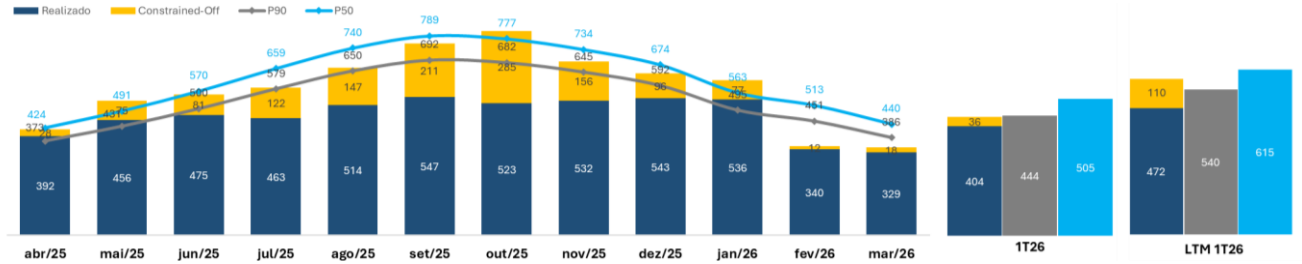
The charts below present Echoenergia's wind and solar energy generation over the last 12 months and the outlook for 1Q26, compared to the company's revised annual P50 and P90 values. It is worth noting that these energy production estimates are considered robust, as the studies were developed using established market methodologies and are based on operational data from all wind farms.



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



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



CONSTRAINED-OFF EFFECTS

According to Echoenergia's internal assessment, in 1Q26, constrained-off effects totaled 181 GWh, representing a 14.1% energy restriction or an estimated financial impact of R\$ 33 million. The volume of curtailed energy was mostly concentrated in solar complexes, on a percentage basis, reaching 30.4% (R\$ 14 million), reflecting the higher exposure of this segment to energy-related restrictions.

Compared to 1Q25, when curtailments totaled 170 GWh (R\$ 21 million), the constrained-off volume increased mainly due to higher restrictions in solar complexes. The financial impact, in turn, was amplified by the higher PLD level in the period: while the volume of restricted energy increased by 6%, the financial effect rose by 57%.

Regarding the nature of the restrictions, the portfolio was predominantly impacted by energy-related curtailments, which accounted for 53% of the total (96 GWh or R\$ 13 million), followed by reliability-related reasons (38% of the total, equivalent to 68 GWh or R\$ 16 million). Effects due to external unavailability represented the remaining 10% (17 GWh or R\$ 4 million). In the wind segment, reliability-related limitations were more significant, representing approximately 48% of the segment's total in the quarter.

During the period, there were no changes in the methodology for calculating constrained-off. The Group continues to work in coordination with the National System Operator (ONS), regulatory bodies, and industry associations, focusing on mitigating these impacts and continuously improving the operational predictability of the portfolio.

Unit		Echoenergia View								ONS View	
		Total			Electrical Reliability		Unavailability		Energy Ratio		
		[%]	[GWh]	[R\$ million]	[GWh]	[R\$ million]	[GWh]	[R\$ million]	[GWh]	[R\$ million]	[GWh]
Wind	1Q25	8.2%	82	16	26	3	39	9	17	3	83
	1Q26	8.3%	79	18	38	9	6	1	34	7	84
	3Q23 to 1Q26	17.7%	2,281	418	1,688	306	122	26	471	87	1,943
Solar	1Q25	26.0%	87	5	17	1	42	2	29	2	77
	1Q26	30.4%	103	14	30	6	11	3	61	5	82
	3Q23 to 1Q26	41.1%	1,020	110	379	50	103	13	538	48	799
Portfolio	1Q25	12.7%	170	21	43	4	80	12	47	5	159
	1Q26	14.1%	181	33	68	16	17	4	96	13	166
	3Q23 to 1Q26	21.5%	3,301	529	2,067	356	225	38	1,009	134	2,742

3.2 FINANCIAL PERFORMANCE

Income Statement	Echo Participações				Echo Crescimento			
	1Q25	1Q26	Δ%	Δ	1Q25	1Q26	Δ%	Δ
Net Revenues	220.9	235.3	6.5%	14.4	96.3	85.2	-11.5%	(11.1)
(-) Energy Costs	(18.0)	(29.8)	65.4%	(11.8)	(33.0)	(20.1)	-39.2%	12.9
(+/-) MtM (Gains and Losses)	-	-	N/A	-	0.1	(0.1)	-167.3%	(0.2)
Gross Energy Profit	202.9	205.5	1.3%	2.6	63.4	65.1	2.6%	1.6
Operations Costs and Expenses	(84.0)	(99.5)	18.4%	(15.5)	(23.2)	(23.7)	2.2%	(0.5)
(-) Energy Operation and Production Costs	(72.1)	(84.0)	16.5%	(11.9)	(18.8)	(20.4)	8.5%	(1.6)
(-) Operational and Administrative Expenses	(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
EBITDA Margin (%)	53.8%	45.1%	-8.8 p.p.	N/A	41.8%	48.6%	6.8 p.p.	N/A
(-/+ Non Recurring Effects	-	4.6	N/A	4.6	-	-	N/A	-
(+/-) MtM (Gains and Losses)	-	-	N/A	-	(0.1)	0.1	-167.3%	0.2
Adjusted EBITDA	118.9	110.6	-7.0%	(8.3)	40.1	41.5	3.3%	1.3
Adjusted EBITDA Margin (%)	53.8%	47.0%	-6.8 p.p.	N/A	41.7%	48.7%	7 p.p.	N/A
(-) Depreciation/Amortization	(65.0)	(66.3)	2.1%	(1.4)	(19.4)	(19.4)	0.1%	(0.0)
(-/+ Financial Results	(68.0)	(48.5)	-28.7%	19.5	(89.0)	(65.1)	-26.8%	23.8
(-) Taxes	(12.3)	(18.5)	50.2%	(6.2)	(3.4)	(4.7)	37.9%	(1.3)
Reported Net Profit (Loss)	(26.4)	(27.3)	3.3%	(0.9)	(71.5)	(47.8)	-33.1%	23.7
Net Margin (%)	-11.9%	-11.6%	0.4 p.p.	N/A	-74.2%	-56.1%	18.1 p.p.	N/A

Income Statement	Echoenergia (Part. + Cresc.)			
	1Q25	1Q26	Δ%	Δ
Net Revenues	317.2	320.5	1.0%	3.3
(-) Energy Costs	(51.0)	(49.8)	-2.3%	1.2
(+/-) MtM (Gains and Losses)	0.1	(0.1)	-167.3%	(0.2)
Gross Energy Profit	266.3	270.6	1.6%	4.2
Operations Costs and Expenses	(107.2)	(123.1)	14.9%	(16.0)
(-) Energy Operation and Production Costs	(90.9)	(104.4)	14.9%	(13.5)
(-) Operational and Administrative Expenses	(16.3)	(18.7)	15.2%	(2.5)
EBITDA	159.2	147.4	-7.4%	(11.7)
EBITDA Margin (%)	50.2%	46.0%	-4.2 p.p.	N/A
(-/+ Non Recurring Effects	-	4.6	N/A	4.6
(+/-) MtM (Gains and Losses)	(0.1)	0.1	-167.3%	0.2
Adjusted EBITDA	159.1	152.1	-4.4%	(7.0)
Adjusted EBITDA Margin (%)	50.1%	47.5%	-2.7 p.p.	N/A
(-) Depreciation/Amortization	(84.4)	(85.7)	1.6%	(1.4)
(-/+ Financial Results	(157.0)	(113.6)	-27.6%	43.4
(-) Taxes	(15.7)	(23.2)	47.6%	(7.5)
Reported Net Profit (Loss)	(97.8)	(75.0)	23.3%	22.8
Net Margin (%)	-30.8%	-23.4%	7.4 p.p.	N/A

GROSS PROFIT – ECHOENERGIA

Echoenergia's Gross Energy Profit was R\$ 270.6 million in 1Q26, an increase of 1.6% compared to the same period last year, or R\$ 4.2 million. Despite lower generation recorded in the period, Gross Profit increased mainly due to inflationary (IPCA) adjustments in contracts and gains from hedging swap operations for incentivized energy, originating from power plants whose net generation was below the physical guarantee.

OPERATIONAL COSTS AND EXPENSES - ECHOENERGIA

Echoenergia's operating costs and expenses totaled R\$ 123.1 million in 1Q26, an increase of 14.9%, or R\$ 16 million, compared to 1Q25. This variation is mainly explained by:

- Increase of R\$ 4.0 million in third-party and specialized services, mainly due to the portion of corrective services performed at Echo 2 and costs related to plant security;
- Increase of R\$ 1.7 million in O&M contracts and processes, due to inflation adjustments and escalation clauses applicable to wind farms;
- Increase of R\$ 1.0 million in personnel expenses due to salary and benefit adjustments;
- Increase of R\$ 4.7 million in other costs and expenses – including insurance, regulatory charges, materials, freight, software, legal and judicial expenses, travel, fees and permits, among others.

FINANCIAL RESULT - ECHOENERGIA

Echoenergia's net financial result in 1Q26 was a negative R\$ 113.6 million, showing an improvement of R\$ 43.4 million compared to 1Q25, reflecting a reduction in debt balance and financial charges, as well as improved investment returns due to a higher average cash position and a higher CDI level between periods.

PROFORMA – ECHOENERGIA + EQUATORIAL RENOVÁVEIS

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

Statement	Echoenergia (Part. + Cresc.)				EQTL Renováveis			
	1Q25	1Q26	Δ%	Δ	1Q25	1Q26	Δ%	Δ
Net Revenues	317.2	320.5	1.0%	3.3	379.1	529.8	39.8%	150.7
(-) Energy Costs	(51.0)	(49.8)	-2.3%	1.2	(393.9)	(577.6)	46.6%	(183.7)
(+/-) MtM (Gains and Losses)	0.1	(0.1)	-167.3%	(0.2)	28.2	(23.7)	-184.3%	(51.9)
Gross Energy Profit	266.3	270.6	1.6%	4.2	13.3	(71.6)	-637.0%	(84.9)
Operations Costs and Expenses	(107.2)	(123.1)	14.9%	(16.0)	(10.6)	(16.1)	52.7%	(5.6)
(-) Energy Operation and Production Costs	(90.9)	(104.4)	14.9%	(13.5)	(9.5)	(15.5)	62.1%	(5.9)
(-) Operational and Administrative Expenses	(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)
EBITDA Margin (%)	50.2%	46.0%	-4.2 p.p.	N/A	20.8%	122.5%	101.8 p.p.	N/A
(-/+) Non Recurring Effects	-	4.6	N/A	4.6	-	-	N/A	-
(+/-) MtM (Gains and Losses)	(0.1)	0.1	-167.3%	0.2	(28.2)	23.7	-184.3%	51.9
Adjusted EBITDA	159.1	152.1	-4.4%	(7.0)	(25.4)	(64.0)	151.9%	(38.6)
Adjusted EBITDA Margin (%)	50.1%	47.5%	-2.7 p.p.	N/A	171.2%	133.7%	-37.5 p.p.	N/A
(-) Depreciation/Amortization	(84.4)	(85.7)	1.6%	(1.4)	(0.1)	(0.1)	49.2%	(0.0)
(-/+) Financial Results	(157.0)	(113.6)	-27.6%	43.4	(0.2)	0.8	-429.9%	1.0
(-) Taxes	(15.7)	(23.2)	47.6%	(7.5)	(8.4)	8.1	-195.8%	16.5
Reported Net Profit (Loss)	(97.8)	(75.0)	23.3%	22.8	(6.0)	(79.0)	1225.8%	(73.0)
Net Margin (%)	-30.8%	-23.4%	7.4 p.p.	N/A	-44.7%	110.3%	155 p.p.	N/A

Statement	Proforma (Echoenergia + EQTL Renováveis)			
	1Q25	1Q26	Δ%	Δ
Net Revenues	696.3	850.3	22.1%	154.0
(-) Energy Costs	(444.9)	(627.5)	41.0%	(182.6)
(+/-) MtM (Gains and Losses)	28.3	(23.8)	-184.2%	(52.1)
Gross Energy Profit	279.7	199.0	-28.8%	(80.7)
Operations Costs and Expenses	(117.7)	(139.3)	18.3%	(21.5)
(-) Energy Operation and Production Costs	(100.4)	(119.9)	19.3%	(19.4)
(-) Operational and Administrative Expenses	(17.3)	(19.4)	12.2%	(2.1)
EBITDA	161.9	59.7	-63.1%	(102.2)
EBITDA Margin (%)	23.3%	7.0%	-16.2 p.p.	N/A
(-/+) Non Recurring Effects	-	4.6	N/A	4.6
(+/-) MtM (Gains and Losses)	(28.3)	23.8	-184.2%	52.1
Adjusted EBITDA	133.7	88.1	-34.1%	(45.5)
Adjusted EBITDA Margin (%)	19.2%	10.4%	-8.8 p.p.	N/A
(-) Depreciation/Amortization	(84.4)	(85.8)	1.7%	(1.4)
(-/+) Financial Results	(157.2)	(112.8)	-28.2%	44.4
(-) Taxes	(24.1)	(15.1)	-37.4%	9.0
Reported Net Profit (Loss)	(103.8)	(154.0)	48.3%	(50.2)
Net Margin (%)	-14.9%	-18.1%	-3.2 p.p.	N/A

GROSS PROFIT – EQTL RENOVÁVEIS

Echoenergia's Gross Energy Profit was negative R\$ 71.6 million in 1Q26, a reduction of R\$ 84.9 million compared to 1Q25. Excluding the non-cash effect of mark-to-market (MtM) valuation of directional trading contracts across periods, Gross Profit was negative R\$ 47.8 million in 1Q26, a reduction of R\$ 33.0 million versus the same period of the previous year. This decline is mainly explained by higher exposure to energy purchases in the free market to rebuild hedging positions in a context of high price volatility, as well as additional costs from hourly load modulation resulting from the mismatch between solar generation portfolio purchases and contractual delivery.

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

4. SANITATION

Operational Data - Water	1Q25	1Q26	Δ% vs 1Q25
Billed savings (thousand)	99.1	94.7	-4.5%
Billed Volume (thousand m ³)	5,405.5	5,258.8	-2.7%
Coverage Ratio (%)	63.2%	71.6%	8,3 p.p.
Distribution Losses Index (%)	63.2%	66.1%	2,8 p.p.
Operational Data - Sewage	1Q25	1Q26	Δ% vs 1Q25
Billed savings (thousand)	18.7	18.9	0.9%
Billed Volume (thousand m ³)	1,008.5	1,103.5	9.4%
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	1Q25	1Q26	Δ%	Δ
R\$ million				
Gross Operating Revenue	62.0	42.4	-31.7%	(19.6)
Water and Sewage Services	25.6	32.1	25.5%	6.5
Construction Revenue	35.3	9.2	-74.1%	(26.2)
Other revenue	1.1	1.1	0.3%	0.0
Deductions	(2.5)	(3.1)	24.2%	(0.6)
Net Operating Revenue	59.5	39.3	-34.0%	(20.2)
Construction Costs	(35.3)	(9.2)	-74.1%	26.2
Operating Costs	(20.5)	(24.1)	17.6%	(3.6)
OPEX	(15.1)	(17.9)	18.6%	(2.8)
Personnel	(4.7)	(5.7)	19.8%	-0.9
Material	(2.5)	(2.8)	14.6%	(0.4)
Third Party Services	(4.0)	(5.0)	24.8%	(1.0)
Others	(3.9)	(4.4)	13.3%	(0.5)
PDA/Provisions	(6.0)	(6.3)	4.0%	-0.2
Other Operational Revenues and Expenses	0.6	-	-100.0%	(0.6)
EBITDA	3.7	6.0	62.5%	2.3
Non-recurring effects	-	0.0	N/A	0.0
Adjusted EBITDA	3.7	6.0	62.5%	2.3
Depreciation and Amortization	(7.5)	(8.8)	17.2%	(1.3)
Financial Result	(55.0)	(36.9)	-33.0%	18.1
Financial Revenues	1.3	1.0	-17.0%	-0.2
Financial Expenses	(56.3)	(37.9)	-32.6%	18.4
Taxes	-	-	N/A	0.0
Adjusted Net Income	(58.9)	(39.7)	-32.5%	19.2

NET OPERATING REVENUE - CSA

In 1Q26, CSA's net operating revenue totaled R\$ 39.3 million. Excluding construction revenue in both periods, Net Operating Revenue recorded significant growth of R\$ 5.9 million, or 24.5% compared to 1Q25. This performance was mainly driven by the increase in water and sewage revenues, supported by a 2% increase in average consumption, an 8.11% tariff adjustment applied in September 2025, and the continuation of the metering (hydrometering) process.

OPERATIONAL COSTS AND EXPENSES - CSA

OPEX for the period reached R\$ 17.9 million, R\$ 2.8 million higher than in the same period of the previous year, with increases across all lines. In personnel, the increase is mainly due to higher benefit expenses. In third-party services, in addition to an extraordinary asphalt paving expense, there was an increase in network maintenance costs and in reinforcement of loss-control teams. The variation in materials and other expenses was directly impacted by higher water abstraction volume in the period.

PECLD for the quarter reached R\$ 6.3 million, R\$ 0.2 million higher than in the same period of the previous year, with an improvement in the PECLD/GRR ratio, reaching 18.1% in 1Q26.

EBITDA - CSA

EBITDA in 1Q26 reached R\$ 6 million, a significant increase of 62.5% compared to 1Q25, driven by the improvement in water and sewage revenues.

FINANCIAL RESULT - CSA

In 1Q26, the financial result was negative R\$ 36.9 million, representing an improvement of R\$ 18.1 million compared to 1Q25, mainly impacted by the reduction in debt balance, as well as the slowdown in IPCA, its only indexer in 1Q26, while in 1Q25 part of the debt was linked to CDI.

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

5. EQUATORIAL SERVIÇOS

Financial Statement	1Q25	1Q26	Δ%	Δ
R\$ million				
Gross Operational Revenue	80.4	99.6	24.0%	19.3
Revenue Deductions	(10.2)	(11.4)	11.3%	(1.2)
Net Operational Revenues	70.1	88.2	25.8%	18.1
Operational Costs	(1.6)	(2.1)	26.1%	(0.4)
Operational Expenses	(47.5)	(55.1)	16.1%	(7.6)
EBITDA	21.0	31.0	47.9%	10.0
<i>EBITDA Margin</i>	29.9%	35.2%	17.6%	N/A
Adjusted EBITDA	21.0	31.0	47.9%	10.0
D&A	(6.1)	(8.1)	33.6%	(2.0)
EBIT	14.9	22.9	53.7%	8.0
Financial Results	(2.5)	(1.8)	-26.2%	0.6
Equity Income	-	-	N/A	-
Taxes	(7.6)	(6.9)	-9.2%	0.7
Net Profit	4.9	14.2	N/A	9.4

FINANCIAL PERFORMANCE – SERVIÇOS

The results of Equatorial Serviços reflect the positive performance of the Affinity (collections and sales) and Digital lines, as well as the revenue expansion of Equatorial Telecom, driven by the advancement of Resale, Data, Telephony, and other services, such as monitoring, fiber optic installation, and maintenance, combined with greater operational efficiency resulting from the review of the organizational structure. In addition, Enova contributed positively to the segment's performance, with revenue growth driven by the Subscription and Rental business model.

Adjusted EBITDA for the period was R\$ 31 million, an increase of R\$ 10 million, driven by the positive results of Equatorial Telecom (R\$ 5 million) and Enova (R\$ 7 million), partially offset by Equatorial Serviços (-R\$ 1.6 million), due to a retail contraction of approximately 13%.

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

6. SERVICES PROVIDED BY THE INDEPENDENT AUDITOR

Finally, during the period ending March 31, 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](#).