



**Release
de
Resultados
2T25**



EQTL B3
LISTED NM

[B]³
BRASIL
BOLSA
BALCÃO

Por você hoje.
Pelo futuro todo dia.

GRUPO
equatorial

Brasília, 13 de agosto de 2025 – A Equatorial S.A., *holding multi-utilities*, com atuação nos segmentos de Distribuição, Transmissão, Geração, Comercialização, Serviços, Saneamento e Telecom (B3: EQTL3; USOTC: EQUEY), anuncia os resultados do segundo trimestre de 2025 (2T25).

EBITDA Consolidado Ajustado cresce 32,4%, R\$ 3,2 bilhões no período (vs. 2T24)

Crescimento da Margem Bruta da Distribuição é o destaque do trimestre.

- **Qualidade da Operação** – Redução do **DEC no 2T25 vs 2T24, em todas as distribuidoras do grupo.**
- **Enquadramento do FEC** da CEEE-D, resultando no enquadramento no FEC de todas as sete distribuidoras do grupo.
- **Aumento** consolidado de **volume de energia** Faturada + Compensada de GD II e III de **4,0%.**
- **Aumento** da **Energia Gerada Líquida** do período de **37%**, com destaque para o aumento da geração eólica no trimestre (+ 24%), que apresentou uma geração equivalente ao **P66** e excluindo os efeitos do *curtailment* de **P44.**
- **Redução das perdas totais consolidadas**, estando abaixo do nível regulatório pelo sétimo trimestre consecutivo.
- **Equivalência Patrimonial** da **Sabesp** atingiu **R\$ 312 milhões** no trimestre.
- **Investimentos consolidados** totalizaram cerca de **R\$ 2,7 bilhões** no 2T25.
- Relação **Dívida Líquida / EBITDA consolidado** na visão *covenant*, encerrou o trimestre em **3,1x.**
- **Disponibilidade e Aplicações** do período atingiram **R\$ 10,1 bilhões**, com uma relação **Disponibilidades / Dívida de curto prazo** de **1,3x.**
- **Lucro Líquido** ajustado do período de **R\$ 614 milhões, 100,8% maior** que o mesmo período do ano anterior, ou **R\$ 308 milhões.**
- **Aprovação na diretoria da Aneel dos processos de renovação das concessões do Maranhão e do Pará.**

PRINCIPAIS MACROINDICADORES ¹

Destaques Financeiros	2T24	2T25	Δ%	Δ
R\$ milhões				
Receita operacional líquida (ROL)	10.489	12.795	22,0%	2.306
EBITDA ajustado (trimestral)	2.428	3.214	32,4%	786
<i>Margem EBITDA (%ROL)</i>	23,1%	25,1%	2,0 p.p.	
EBITDA ajustado (12 meses)	10.230	12.240	19,7%	2.011
Lucro líquido ajustado	306	614	100,8%	308
<i>Margem líquida (%ROL)</i>	2,9%	4,8%	1,9 p.p.	
Investimentos	2.052	2.717	32,4%	665
Dívida líquida	35.906	45.245	26,0%	9.339
Dívida líquida/EBITDA (12m - Covenants)	3,2	3,1	-0,1x	
Disponibilidade / Dívida de curto prazo	2,2	1,3	-0,9x	

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

Sumário

Sumário	3
DESEMPENHO FINANCEIRO CONSOLIDADO	5
MARGEM BRUTA AJUSTADA.....	6
CUSTOS E DESPESAS	7
EBITDA.....	9
RESULTADO FINANCEIRO	11
LUCRO LÍQUIDO.....	12
ENDIVIDAMENTO	13
INVESTIMENTOS	14
ESG (Environmental, Social and Governance)	15
DISTRIBUIÇÃO.....	16
DESEMPENHO COMERCIAL	16
DESEMPENHO OPERACIONAL	18
DESEMPENHO FINANCEIRO.....	19
MARGEM BRUTA	19
DESPESAS OPERACIONAIS E PMSO/CONSUMIDOR	20
EBITDA.....	23
EFEITOS NÃO RECORRENTES EBITDA	24
RESULTADO FINANCEIRO	25
LUCRO LÍQUIDO.....	25
INVESTIMENTOS	25
TRANSMISSÃO	26
DESEMPENHO FINANCEIRO.....	26
RENOVÁVEIS.....	28
DESEMPENHO OPERACIONAL	28
DESEMPENHO FINANCEIRO.....	31
SANEAMENTO	34
DESEMPENHO OPERACIONAL E COMERCIAL.....	34
DESEMPENHO FINANCEIRO.....	35
EQUATORIAL SERVIÇOS	36
DESEMPENHO FINANCEIRO.....	36
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.

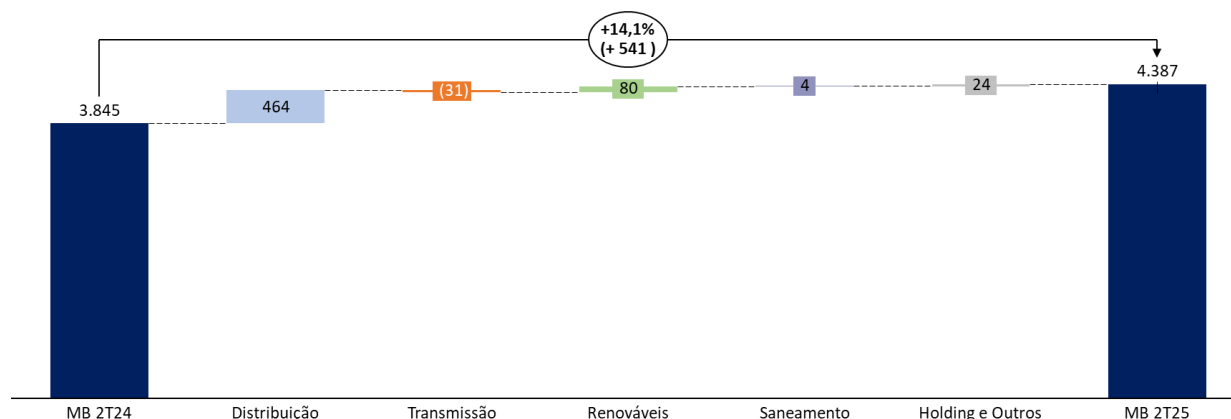
Critérios contábeis adotados:

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.

DESEMPENHO FINANCEIRO CONSOLIDADO

Demonstração de Resultado	2T24	2T25	Δ%	Δ
R\$ milhões				
Receita operacional bruta (ROB)	14.533	17.056	17,4%	2.523
Receita operacional líquida (ROL)	10.489	12.795	22,0%	2.306
Custo de energia elétrica	(6.350)	(8.156)	28,4%	(1.806)
Margem Bruta	4.139	4.639	12,1%	500
Margem Bruta Ajustada	3.845	4.387	14,1%	541
Custo e despesas operacionais	(1.367)	(1.121)	-18,0%	246
Outras receitas/despesas operacionais	(175)	26	-114,6%	201
EBITDA	2.597	3.855	48,5%	1.258
EBITDA Ajustado	2.428	3.214	32,4%	786
Depreciação	(515)	(747)	45,0%	(232)
Amortização de ágio	(143)	(143)	-0,1%	0
Equivalência patrimonial	-	311	N/A	311
Resultado do serviço (EBIT)	1.939	2.965	52,9%	1.026
Resultado financeiro	(944)	(1.424)	50,8%	(480)
Resultado financeiro ajustado	(985)	(1.405)	42,6%	(420)
Lucro antes da tributação (EBT)	995	1.541	54,9%	546
IR/CSLL	(299)	(251)	-16,1%	48
Participações minoritárias	(187)	(216)	15,8%	(29)
Lucro líquido Ex Minoritários	508	1.074	111,1%	565
Lucro líquido Ajustado	306	614	100,8%	308
Investimentos	2.052	2.717	32,4%	665

MARGEM BRUTA AJUSTADA

De forma consolidada, a Margem Bruta ajustada do grupo Equatorial no 2T25 apresentou um crescimento de 14,1% em comparação ao 2T24, totalizando R\$ 4,4 bilhões, já excluindo os efeitos da receita de construção e os efeitos IFRS (VNR, IFRS 9 e MtM).

O resultado é explicado principalmente pelo aumento da margem bruta do segmento de Distribuição (R\$ 464 milhões), onde houve crescimento de margem em todas as distribuidoras e se destacam a Equatorial Pará (R\$ 100 milhões) e a Equatorial Goiás (R\$ 95 milhões) e pelo aumento da margem bruta de renováveis (R\$ 80 milhões), influenciada principalmente pela entrada em operação dos parques solares (R\$ 52 milhões), além da melhora da geração dos ativos eólicos (28 milhões). Vale ressaltar que a redução da margem no segmento de Transmissão (- R\$ 31 milhões) se dá, principalmente, pela venda da SPE 7, que teve sua alienação concluída em dezembro de 2024.

Neste trimestre, a variação de mercado impactou a margem da distribuição em R\$ 30 milhões, enquanto as variações de tarifa e o delta perdas adicionaram R\$ 233 milhões e R\$ 32 milhões, respectivamente. A variação da Renda Não Faturada foi positiva em R\$ 85 milhões.

Este trimestre não apresentou efeitos não recorrentes na margem bruta da companhia.

CUSTOS E DESPESAS

Custos Operacionais	2T24	Δ Distribuição	Δ Transmissão	Δ Renováveis	Δ Outros*	2T25	Δ%	Δ
R\$ milhões								
(+) Pessoal	312	19	(1)	(1)	3	333	6,5%	20
(+) Material	46	5	1	3	(0)	54	17,7%	8
(+) Serviço de terceiros	668	60	0	57	(4)	782	17,0%	113
(+) Outros	124	3	-	(38)	(21)	68	-44,9%	(56)
(=) PMSO Reportado	1.151	86	0	22	(22)	1.237	7,5%	86
Ajustes	(24)	-	-	-	-	(57)	133,9%	(33)
PMSO Ajustado	1.127	59	0	22	(28)	1.180	4,8%	54
(+) Provisões	198	16	-	-	(371)	(157)	-179,4%	(355)
(+) Sistemas Isolados e Subv. CCC	18	23	-	-	-	41	122,4%	23
(+) Outras receitas/despesas operacionais	175	(187)	(1)	-	(12)	(26)	-114,6%	(201)
(+) Depreciação e amortização	515	206	1	20	5	747	45,0%	232
Custos e Despesas Reportado	2.057	144	(1)	42	(400)	1.843	-10,4%	(214)
IPCA (12 meses)				5,35%				
IGPM (12 meses)				4,39%				

*Inclui PPAs e Eliminações

O PMSO Ajustado apresentou um aumento de 4,8% no comparativo entre trimestres, de R\$ 1.127 milhões para R\$ 1.180 milhões. Como principais efeitos do PMSO Ajustado do trimestre, destacamos:

- (i) Aumento de R\$ 59 milhões no segmento de Distribuição, reflexo principalmente dos aumentos de PMSO na Equatorial Pará e na CEEE-D;
- (ii) Aumento de R\$ 22 milhões no segmento de Renováveis devido a entrada em operação dos parques solares de Ribeiro Gonçalves e Barreiras I; e
- (iii) A redução de R\$ 28 milhões em outros segmentos, causado pelas movimentações de PPAs entre trimestres e que não tem efeito caixa.

É importante ressaltar que apresentamos uma mudança no número ajustado do 2T24 pela identificação de valores de provisões no PPA da Equatorial Goiás que estavam sendo classificados dentro da linha de “Outros”. A alteração no resultado é apenas entre linhas e não afeta o EBITDA divulgado no ano anterior. Os PPAs deste trimestre afetaram as linhas de “Outros” e de “Provisões”, gerando variações no momento da consolidação do resultado que são apresentadas na coluna “Outros” da tabela.

Em uma visão ajustada pelos mesmos ativos (retirando a SPE 7 do 2T24 e ajustando as despesas do complexo solar de Barreiras no 2T25), o PMSO do ano anterior seria de R\$ 1.126 milhões, enquanto o PMSO deste ano seria de R\$ 1.168 milhões, com uma variação de R\$ 42 milhões ou 3,7%.

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

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

Não Recorrentes	Distribuição	Transmissão	Renováveis	Saneamento	Outros	2T25 Total
Custos e Despesas Operacionais	52	-	5	-	-	57
Serviços de Terceiros	55	-	-	-	-	55
Outros	(3)	-	5	-	-	2
Provisões	9	-	-	-	-	9
PPAs	-	-	-	-	(444)	(444)
Sistemas Isolados	12	-	-	-	-	12
Outras receitas/despesas operacionais	(22)	-	-	-	-	(22)
Custos e Despesas	50	-	5	-	(444)	(388)

Abaixo o detalhamento dos efeitos não recorrentes:

Custos e Despesas Operacionais:

Serviços de Terceiros

- (i) *Ramp up primarização (PA/AL/AP): Ajuste referente aos custos de capacitação de equipes primarizadas (R\$ 12 milhões).*
- (ii) *Honorários advocatícios e Consultorias (GO): Referente às custas de processos jurídicos encerrados e cobertos pelo FUNAC (GO) (R\$ 28 milhões).*
- (iii) *Pagamentos extemporâneos (PA): Pagamentos de fornecedores referentes a outros períodos (R\$ 11 milhões).*

Outros

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

Provisões

- (i) *Efeito de grandes renegociações e PECLD FUNAC (CEEE/GO): Efeito de renegociações extraordinárias na CEEE-D (R\$ 28 milhões negativos) e provisionamento de PECLD na constituição de valores a receber do FUNAC em função do encerramento de processos em Goiás (R\$ 37 milhões positivos).*

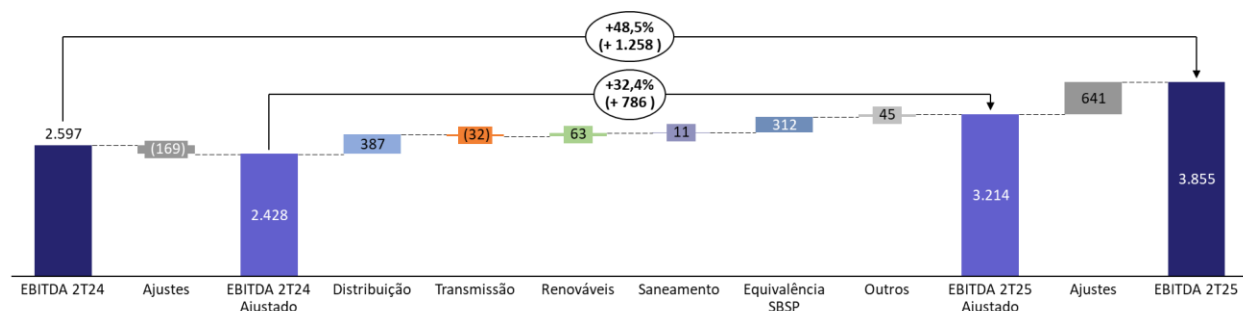
Sistemas Isolados

- (i) *Entrada de Sistemas Isolados (MA): Referente a entrada dos sistemas isolados das ilhas do Maranhão. Este efeito não recorrente tem igual valor e sinal oposto ao efeito reportado no 1T25, criando um efeito neutro no resultado acumulado do ano (R\$ 12 milhões).*

PPAs

- (i) *PPAs (Consolidação): Neste trimestre transitaram R\$ 444 milhões de PPAs nos custos e despesas do grupo. Esse movimento é reflexo da finalização de processos jurídicos previamente mapeados nas aquisições das distribuidoras do grupo, e que neste trimestre se concentram principalmente no PPA da Equatorial Goiás.*

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

EBITDA

O EBITDA reportado da Equatorial atingiu R\$ 3.855 milhões no 2T25, valor 48,5% superior ao 2T24, que foi afetado principalmente por R\$ 444 milhões de ajustes de PPAs (*Purchase Price Allocation*, reconhecimento no balanço patrimonial de ativos ou passivos da empresa adquirida no balanço da controladora). Os R\$ 444 milhões que transitam pelo resultado societário refletem, em sua grande maioria, o encerramento de processos jurídicos da Equatorial Goiás, demonstrando o comprometimento do grupo com a agenda de passivos contingenciais, frente importante no processo contínuo de geração de valor. Os processos encerrados no trimestre estavam, em sua maioria, mapeados como “possíveis” na Equatorial Goiás e cobertos pelo FUNAC, onde apenas os que geraram saldo a pagar (R\$ 80 milhões) foram provisionados tanto no passivo, como no ativo da distribuidora. O efeito no resultado consolidado, além dos R\$ 444 milhões dos PPAs, é impactado ainda pela PECLD FUNAC do ativo constituído (R\$ 37 milhões), efeito mapeado como não recorrente no trimestre.

Já o EBITDA ajustado por efeitos não recorrentes e não caixa alcançou R\$ 3.214 milhões, 32,4% superior ao mesmo período do ano anterior, ou R\$ 786 milhões superior, aumento explicado principalmente por: (i) aumento do segmento de distribuição em R\$ 387 milhões, (ii) efeito da equivalência patrimonial da SABESP de R\$ 312 milhões, e (iii) aumento do segmento de renováveis em R\$ 63 milhões.

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

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

EBITDA	2T24	2T25	Δ%	Δ
R\$ milhões				
EBITDA Equatorial Societário	2.597	3.855	48,5%	1.258
Ajustes EBITDA	(169)	(641)	279,8%	(472)
Não Recorrentes	44	(388)	-990,3%	(432)
(-) IFRS 9 (Transmissão)	(43)	(54)	24,7%	(11)
(-) VNR	(170)	(208)	22,5%	(38)
(-) MtM	0	9	2004,1%	9
EBITDA Equatorial Ajustado	2.428	3.214	32,4%	786
EBITDA Ajustado - Mesmos Ativos	2.399	2.875	19,8%	476

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

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

Não Recorrentes	Distribuição	Transmissão	Renováveis	Saneamento	Outros	2T25 Total
Margem Bruta	-	-	-	-	-	-
Custos e Despesas	50	-	5	-	(444)	(388)
Ajustes IFRS (VNR / IFRS 9 / MtM)	(208)	(54)	-	-	9	(253)
Ajustes EBITDA	(157)	(54)	5	-	(435)	(641)

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

RESULTADO FINANCEIRO

Resultado Financeiro líquido	2T24	Δ Distribuição	Δ Transmissão	Δ Renováveis	Δ Outros	2T25	Δ%	Δ
R\$ milhões								
(+) Rendas Financeiras	291	87	10	12	(35)	365	25,2%	73
(+) Acréscimo Moratório - Venda de Energia	118	42	-	0	1	161	36,4%	43
(+) Encargos da dívida	(1.223)	(402)	(9)	(42)	(66)	(1.742)	42,4%	(519)
(+) Encargos CVA	(30)	22	-	-	-	(8)	-72,4%	22
(+) AVP - Comercial	(2)	(6)	-	-	-	(9)	262,0%	(6)
(+) Contingências	(63)	9	-	-	-	(54)	-14,6%	9
(+) Outras Receitas / Despesas	(34)	(30)	4	(5)	(71)	(137)	297,8%	(103)
Resultado financeiro	(944)	(278)	5	(36)	(171)	(1.424)	50,9%	(480)
(-/+ Efeitos Não Recorrentes	35					-		
(-/+ Efeitos Não Caixa	(76)					19		
Resultado financeiro ajustado	(985)					(1.405)	42,6%	(420)

Este trimestre não apresentou efeitos não recorrentes no resultado financeiro, apenas o efeito da atualização da opção de compra das ações PN na Equatorial Distribuição, no valor de R\$ 18,8 milhões negativos, refletido na linha de efeitos não caixa.

De forma consolidada, o resultado financeiro reportado da Companhia atingiu R\$ 1.424 milhões negativos contra R\$ 944 milhões negativos no 2T24, enquanto resultado financeiro ajustado por efeitos não recorrentes e não caixa no 2T25 foi de R\$ 1.405 milhões negativos, 42,6% maior em relação ao 2T24. A piora no resultado financeiro do trimestre é explicada, principalmente, pelo crescimento da dívida bruta entre períodos (+ R\$ 7,6 bilhões ou 15,8% e que aumentou as despesas financeiras em R\$ 262 milhões), além do aumento do CDI (2,53% no 2T24 vs 3,33% no 2T25, que causou um efeito nas despesas financeiras de R\$ 224 milhões).

LUCRO LÍQUIDO

De forma consolidada, o lucro líquido do período foi de R\$ 1.290 milhões, enquanto o lucro líquido ajustado do período foi de R\$ 614 milhões.

Lucro Líquido Consolidado (R\$ Milhões)	2T24	2T25	Δ%	Δ
Distribuição	588	620	5,6%	33
Transmissão	125	107	-14,4%	(18)
Echoenergia	(32)	(23)	-28,1%	9
Echo Crescimento	(23)	(41)	74,2%	(17)
Serviços	(11)	8	-167,8%	19
CSA	(49)	(47)	-4,1%	2
PPAS	105	561	432,7%	456
Holding + outros	(8)	104	-1443,5%	112
(=) Lucro Líquido	695	1.290	85,5%	595
Ajustes Totais	(389)	(676)	73,6%	(286)
Ajustes Distribuição	(45)	47	-205,1%	91
Ajustes Renováveis	-	4	N/A	4
Ajustes PPAS e Holding	(105)	(561)	432,7%	(456)
Ajustes PNs - Não caixa	(76)	19	-124,8%	95
Ajustes IFRS (VNR, IFRS e MtM)	(163)	(184)	12,6%	(21)
(=) Lucro Líquido Equatorial Ajustado	306	614	100,8%	308
(=) Lucro Líquido	695	1.290	85,5%	595
(-) Participações Minoritárias	(187)	(216)	15,8%	(29)
(=) Lucro Líquido Ex Minoritários	508	1.074	111,1%	565

As participações minoritárias da companhia são afetadas pelo direito econômico dos dividendos no ano em curso conferida às ações PN emitidas na Equatorial Distribuição, e por isso não refletem a participação econômica existente na Equatorial. Como o percentual de dividendos das ações PN para o ano de 2025 é menor do que a participação econômica, o Lucro Líquido Ex Minoritários seria de R\$ 1.059,4 milhões, menor do que o Lucro Líquido reportado. Este cálculo é realizado levando em consideração: (i) as participações minoritárias das empresas do grupo, que no trimestre atingiram R\$ 100,4 milhões, e (ii) o valor da atualização das PNs por CDI, que no trimestre registrou R\$ 129,9 milhões.

É importante ressaltar que o lucro líquido ajustado inclui os ajustes não caixa referentes a atualização da opção de compra das ações preferenciais na Equatorial Distribuição. O efeito está mapeado dentro do resultado financeiro e reflete a composição dos ajustes do lucro.

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

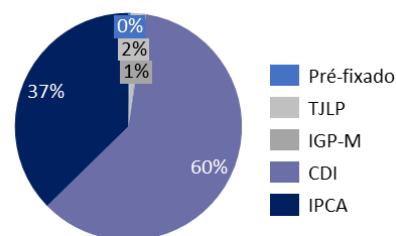
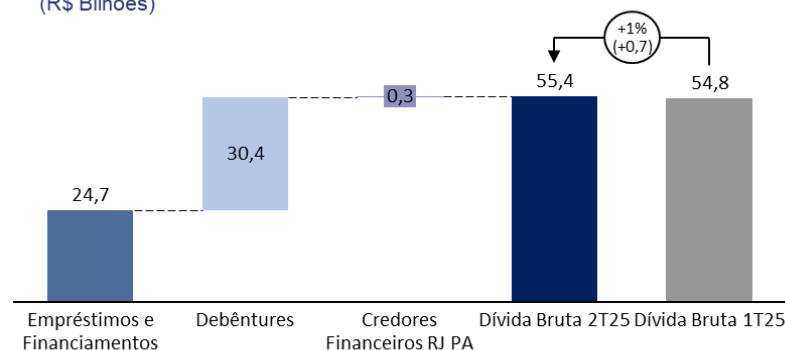
Não Recorrentes	Distribuição	Transmissão	Renováveis	Saneamento	Outros	2T25 Total
Ajustes EBITDA (Margem + Custos)	73	-	5	-	(444)	(366)
Outras Receitas e Despesas não Operacionais	(79)	-	-	-	-	(79)
Impostos	54	-	(2)	-	-	52
PPAs	-	-	-	-	(117)	(117)
Ajuste PNs - Não caixa	-	-	-	-	19	19
Ajustes IFRS (VNR / IFRS 9 / MtM) líquido de impostos	(137)	(53)	-	-	6	(184)
Ajustes Totais Lucro Líquido	(90)	(53)	4	-	(536)	(676)

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

ENDIVIDAMENTO

No trimestre, a dívida bruta consolidada, considerando empréstimos e financiamentos, credores financeiros da recuperação judicial (líquido de ajuste a valor presente) e debêntures, atingiu R\$ 55,4 bilhões. Para abertura mais detalhada da dívida, visite o website de RI, na seção: Informações Financeiras – Dados Operacionais e Financeiros.

Build-up Dívida Bruta (R\$ Bilhões)



Build-up Dívida Líquida / EBITDA* Visão Covenants

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

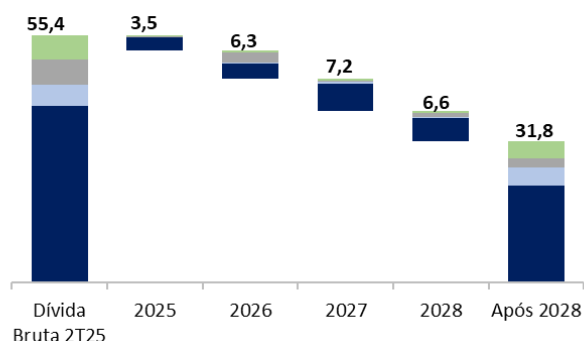
Build-up - Covenants	
Dívida Bruta	55,4
(-) Ajustes Covenants	0,0
(-) Disponibilidades	10,1
Dívida Líquida	45,3
EBITDA Covenants	14,6
Dívida líquida / EBITDA	3,1

Prazo e Custo Médio

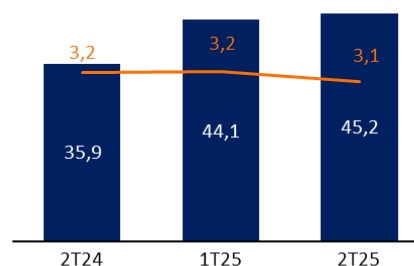
5,5 anos / 12,29% a.a.

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\$ 45,3 bilhões, implicando numa relação dívida líquida/EBITDA para fins de *covenants* de 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 e em uma visão *covenants*.

Nos últimos 12 meses a parcela da dívida do grupo indexada ao CDI registrou um custo de 13,3% a.a., ou CDI + 1,03% a.a., enquanto a parcela da dívida indexada ao IPCA registrou um custo médio de 10,62% a.a., ou IPCA + 5,04% a.a..

A cobertura de caixa com relação as obrigações de curto prazo da Companhia foi de 1,3x no 2T25.

INVESTIMENTOS

Investimentos	2T24	2T25	Δ%	Δ
R\$ milhões				
Distribuição	1.918	2.674	39%	757
Ativos elétricos	1.523	2.101	38%	577
Obrigações especiais	220	430	95%	210
Ativos não elétricos	174	144	-17%	-30
Transmissão	2	13	639%	11
Renováveis	85	11	-87%	-74
Saneamento	38	13	-66%	-25
Outros	10	6	-38%	-4
Total Equatorial	2.052	2.717	32%	665

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 2T25 os investimentos consolidados somaram R\$ 2,7 bilhões, volume 32% superior ao registrado no 2T24.

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, enquanto o aumento de obrigações especiais se dá pelo maior número de obras voltadas para universalização.

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

ESG (Environmental, Social and Governance)

Em abril de 2025, o Grupo Equatorial divulgou seu Relatório de Sustentabilidade 2024, com dados consolidados sobre seus compromissos e resultados em temas ambientais, sociais e de governança. Entre os destaques estão a consolidação da Companhia na carteira do Índice de Sustentabilidade Empresarial (ISE B3), o score B no CDP (Carbon Disclosure Project) e o aumento expressivo no uso de etanol na frota administrativa, com crescimento de 446% em relação a 2023.

A frente social da Companhia também registrou avanços significativos no período por meio do Instituto Equatorial, responsável por consolidar e implementar os projetos sociais nas regiões onde o Grupo atua. Entre os destaques, está a realização das Feiras de Negócios do projeto Energia Feminina, promovidas em Belém (PA) e Teresina (PI), que reuniram 110 empreendedoras expositoras e mais de 1.700 visitantes. As feiras movimentaram aproximadamente R\$ 21,4 mil em faturamento, promovendo a inclusão produtiva e o fortalecimento econômico de mulheres em situação de vulnerabilidade, que contam com apoio técnico e concessão de capital semente por parte da Companhia.

Na frente educacional e de desenvolvimento socioeconômico, o Instituto Equatorial ampliou sua atuação com ações voltadas à inclusão e geração de oportunidades. Em parceria com a Fundação Roberto Marinho, lançou nova edição do curso SEJA, formação online e gratuita para jovens e adultos em busca de certificação dos ensinos fundamental e médio. No mesmo período, o Instituto reforçou sua atuação no fomento ao empreendedorismo com a abertura de três novas unidades da Casa Próspera, localizadas em Goiás, Piauí e Rio Grande do Sul, oferecendo estrutura de coworking, capacitações e consultorias especializadas. Complementarmente, concluiu o Plano Favela 3D, desenvolvido em parceria com a Gerando Falcões, promovendo ações estruturantes e a articulação com políticas públicas que beneficiaram diretamente 770 famílias em comunidades de Maceió (AL) e Goiânia (GO).

Além dessas iniciativas, destaca-se o início do novo ciclo da Jornada do Cliente, ação estratégica voltada à promoção do alinhamento transversal das áreas da Companhia em torno de um propósito comum: aprimorar a experiência do cliente. A iniciativa mobilizou lideranças e equipes em momentos estruturados de escuta ativa, troca de percepções e construção colaborativa de soluções, com o objetivo de compreender as demandas dos clientes e orientar as práticas internas para o atendimento das necessidades e expectativas desses consumidores.

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

Indicadores ESG	Medida	2T24	2T25	Δ%
Ambiental				
Consumo de Combustíveis Renováveis na Frota Administrativa	L	171.539	247.808	44,5%
Intensidade de Emissões de SF6	tCO2eq/GWh	0,05	0,03	-32,3%
# de Ligações em Áreas Remotas via SIGFI (Sistema Individual de Geração de Energia Elétrica com Fonte Intermitente)	#	3.231	3.230	0,0%
Investimentos P&D e Eficiência Energética em Meio Ambiente	R\$ mil	830	28.642	3350,8%
Social				
% de Mulheres no Grupo Equatorial Energia	%	36,0%	33,0%	-3p.p.
% de Mulheres em Cargos de Liderança x Total de Líderes	%	22,0%	23,0%	1p.p.
% de Negros em Cargos de Liderança x Total de Líderes	%	7,0%	8,0%	1p.p.
% de Fornecedores Locais	%	43,0%	46,2%	3,2p.p.
Investimentos Sociais	R\$ mil	10.253	7.029	-31,4%
TG Próprios	#	4	125	3025,0%
TG Terceiros	#	1.563	209	-86,6%
Número de óbitos de empregados (próprios + terceiros)	#	6	0	-100,0%
Número de Acidentes com a População	#	4	0	-100,0%
Número de Unidades Consumidoras (UCs) beneficiadas pela Tarifa Social de Energia Elétrica (TSEE)	# mil	4.317	4.457	3,2%
Governança				
% de Conselheiros Independentes ¹	%	100,0%	87,5%	-12,5p.p.
% de Mulheres no Conselho	%	14,0%	14,0%	0,0%
% de Colaboradores Treinados na Trilha de Integridade	%	62,0%	98,0%	58,1%
Casos Registrados no Canal de Ética	#	136	247	81,6%

1 - Considera composição atual

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

DISTRIBUIÇÃO

DESEMPENHO COMERCIAL

Dados Operacionais		2T24								2T25							
	Medida	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total
Energia Injetada SIN	GWh	2.430	3.592	1.241	1.295	2.224	482	4.607	15.870	2.491	3.673	1.278	1.288	2.322	441	4.338	15.830
Sistema isolado	GWh	1	70	-	-	-	14	-	85	0	76	0	0	-	14	-	90
Energia Injetada pela GD	GWh	166	232	177	100	66	16	402	1.160	232	354	242	174	114	31	718	1.865
Energia Injetada Total	GWh	2.596	3.894	1.417	1.395	2.291	513	5.008	17.114	2.723	4.103	1.520	1.463	2.436	486	5.056	17.786
<i>Variação Injetada Total (%)</i>	%									4,9%	5,4%	7,2%	4,9%	6,4%	-5,3%	0,9%	3,9%
Residencial - convencional	GWh	740	770	306	311	684	102	1.358	4.271	718	759	309	311	716	103	1.330	4.247
Residencial - baixa renda	GWh	436	447	202	181	105	87	247	1.706	432	445	200	189	129	79	254	1.727
Industrial	GWh	31	72	18	22	47	9	90	289	25	47	14	18	43	7	67	220
Comercial	GWh	155	319	127	127	313	61	447	1.549	132	269	109	113	313	49	374	1.359
Outros	GWh	409	409	230	194	256	41	814	2.353	407	397	240	169	251	43	791	2.298
Consumidores Cativos	GWh	1.770	2.018	882	836	1.406	300	2.956	10.168	1.714	1.917	872	799	1.452	281	2.817	9.851
Industrial	GWh	100	293	39	168	276	2	947	1.826	121	389	45	181	312	6	980	2.034
Comercial	GWh	136	232	64	80	191	16	189	908	154	276	79	93	232	21	236	1.090
Outros	GWh	8	33	18	12	42	4	48	166	12	38	21	41	67	4	58	241
Consumidores livres	GWh	244	558	122	261	509	22	1.185	2.900	288	703	144	315	612	31	1.274	3.366
Energia de Conexão - outras Distribuidoras	GWh	2	4	44	4	16	0	3	73	4	8	48	4	17	0	1	82
Energia Faturada	GWh	2.016	2.580	1.048	1.101	1.931	322	4.144	13.141	2.006	2.628	1.065	1.117	2.081	311	4.091	13.300
<i>Variação Faturada (%)</i>	%									-0,5%	1,9%	1,6%	1,5%	7,8%	-3,2%	-1,3%	1,2%
SCEE* - GDII + GD III	GWh	30	22	33	20	4	-	58	167	68	130	70	47	25	17	184	540
Energia Faturada + Energia Compensada	GWh	2.046	2.602	1.081	1.121	1.934	322	4.202	13.308	2.074	2.758	1.134	1.164	2.105	328	4.275	13.839
<i>Δ Faturada + Compensada (%)</i>	%									1,4%	6,0%	4,9%	3,9%	8,8%	2,0%	1,7%	4,0%
SCEE - GDI	GWh	110	172	104	64	77	14	271	811	120	152	117	81	87	8	322	887
Energia Distribuída	GWh	2.155	2.774	1.185	1.185	2.011	335	4.474	14.120	2.194	2.910	1.251	1.246	2.192	337	4.597	14.727
<i>Variação Distribuída (%)</i>	%									1,8%	4,9%	5,6%	5,1%	9,0%	0,4%	2,8%	4,3%
Número de Consumidores*	MIL	2.768	3.114	1.527	1.371	1.703	229	3.392	14.103	2.820	3.064	1.558	1.403	1.978	264	3.479	14.568
<i>Variação Número de Consumidores (%)</i>	%									1,9%	-1,6%	2,1%	2,4%	16,2%	15,4%	2,6%	3,3%

*Energia compensada (SCEE) é a energia entregue e compensada pela injeção do consumidor. Na GD I não há cobrança; na GD II e III, cobra-se o uso da rede.

*A redução do número de clientes no Pará se dá pelo faturamento periódico dos clientes do SIGI (Sistema Individual de Geração de Energia Elétrica com Fonte Intermitente), que no 2T24 foram faturados no mês de junho (63 mil clientes), e que neste ano foram faturados no mês de abril, e por isso não foram contabilizados no número de clientes reportado do trimestre.

PERDAS (12 meses)

Distribuidoras	2T24	1T25	2T25	Regulatório 2T25 LTM	Δ 2T24	Δ 1T25	Δ Regulatório	Regulatório 2T25 Homologado
Consolidado	18,2%	17,5%	17,4%	18,3%	-0,7%	-0,1%	-0,9%	18,4%
Equatorial Maranhão	17,9%	17,7%	18,3%	17,5%	0,4%	0,6%	0,8%	17,5%
Equatorial Pará	27,4%	28,5%	28,6%	28,5%	1,2%	0,1%	0,1%	28,5%
Equatorial Piauí	17,8%	17,1%	17,4%	19,5%	-0,4%	0,3%	-2,2%	19,5%
Equatorial Alagoas ²	18,2%	16,2%	16,2%	17,7%	-2,0%	-0,1%	-1,6%	17,6%
CEEE-D	13,4%	12,6%	12,1%	11,3%	-1,3%	-0,5%	0,7%	11,4%
CEA ¹	37,3%	32,3%	31,4%	33,7%	-5,9%	-1,0%	-2,3%	33,7%
Equatorial Goiás	11,6%	10,1%	9,7%	12,5%	-1,9%	-0,4%	-2,8%	12,5%

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

PERCENTUAL DE CONTRATAÇÃO (12 meses)

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

2025	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO
% de contratação	102,32%	104,56%	102,21%	107,16%	103,60%	120,06%	106,90%
% desconsiderando involuntária	102,32%	104,56%	102,21%	103,94%	103,60%	100,00%	103,97%

PECLD e ARRECADAÇÃO - TRIMESTRE

PECLD / ROB ¹	2T24	2T25	2T25 Aj.	Δ	Δ Aj.	Arrecadação - IAR	2T24	2T25	Δ
Equatorial Maranhão	1,59%	1,05%	1,05%	-0,55 p.p.	-0,55 p.p.	Equatorial Maranhão	98,70%	97,55%	-1,15 p.p.
Equatorial Pará	2,08%	2,43%	2,43%	0,35 p.p.	0,35 p.p.	Equatorial Pará	95,80%	95,04%	-0,76 p.p.
Equatorial Piauí	1,67%	1,49%	1,49%	-0,18 p.p.	-0,18 p.p.	Equatorial Piauí	100,40%	100,14%	-0,26 p.p.
Equatorial Alagoas	0,70%	1,16%	1,16%	0,46 p.p.	0,46 p.p.	Equatorial Alagoas	98,10%	99,35%	1,25 p.p.
CEEE-D	2,76%	0,17%	1,77%	-2,59 p.p.	-0,99 p.p.	CEEE-D	97,70%	99,90%	2,2 p.p.
CEA	0,55%	1,20%	1,20%	0,65 p.p.	0,65 p.p.	CEA	98,00%	99,49%	1,49 p.p.
Equatorial Goiás	0,56%	0,33%	0,33%	-0,23 p.p.	-0,23 p.p.	Equatorial Goiás	100,00%	98,90%	-1,1 p.p.
Consolidado	1,47%	1,10%	1,32%	-0,37 p.p.	-0,16 p.p.	Consolidado	98,40%	98,09%	-0,31 p.p.

¹ Desconsidera Receita de Construção.

De maneira consolidada, a PECLD do grupo atingiu 1,10% da ROB, enquanto em uma visão ajustada a PECLD/ROB atingiu 1,32% contra 1,47% no 2T24. O ajuste do trimestre ocorreu na CEEE-D, e é referente a grandes renegociações realizadas no trimestre.

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

A arrecadação das companhias finalizou o trimestre em um patamar consolidado de 98,1%, com destaque para o nível de arrecadação da Equatorial Piauí (100,1%).

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

Distribuidoras	2T24	1T25	2T25	Regulatório	Δ 2T24	Δ 1T25	Δ Regulatório
DEC							
Equatorial Maranhão	14,2	12,5	12,6	13,8	-1,6	0,1	-1,2
Equatorial Pará	18,2	18,9	18,1	21,5	-0,1	-0,8	-3,4
Equatorial Piauí	24,3	18,1	16,7	19,2	-7,6	-1,3	-2,5
Equatorial Alagoas	17,7	17,9	16,8	14,8	-0,9	-1,1	2,0
CEEE-D	19,1	15,7	14,0	8,2	-5,2	-1,7	5,7
CEA	34,4	33,5	30,5	46,0	-3,9	-3,0	-15,5
Equatorial Goiás	20,1	14,9	14,8	11,2	-5,3	-0,1	3,6
FEC							
Equatorial Maranhão	6,1	5,3	5,3	7,9	-0,8	0,1	-2,6
Equatorial Pará	8,0	7,6	7,4	15,8	-0,6	-0,2	-8,4
Equatorial Piauí	8,4	6,4	6,2	12,2	-2,2	-0,1	-6,0
Equatorial Alagoas	6,9	6,1	6,0	11,8	-0,9	-0,1	-5,9
CEEE-D	7,4	6,3	5,7	5,8	-1,7	-0,6	-0,1
CEA	14,4	14,2	13,2	30,7	-1,2	-1,0	-17,5
Equatorial Goiás	10,0	7,1	6,9	7,4	-3,1	-0,2	-0,5

O nível da qualidade do sistema de distribuição é medido pelos índices de DEC² e FEC³, ambos no período de 12 meses.

Neste trimestre apresentamos redução do DEC em todas as distribuidoras do grupo vs o 2T24, com destaque para as expressivas reduções da Equatorial Piauí (-7,6h), da Equatorial Goiás (-5,3h), da CEEE-D (-5,2h) e da CEA (-3,9h).

No comparativo com o 1T25, apresentamos reduções de mais de uma hora em 4 das 7 concessões de distribuição do grupo.

Também é importante destacar que neste trimestre tivemos o enquadramento da CEEE-D no limite regulatório do FEC, e que com essa conquista, todas as distribuidoras do grupo estão enquadradas no limite regulatório do FEC.

As reduções nas empresas refletem a assertividade do processo de manutenção como também os investimentos realizados no período.

Atualmente, quatro das sete concessões da Equatorial estão dentro do limite regulatório do DEC.

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

³ Frequência Equivalente de Interrupção por Consumidor - indica a frequência das interrupções de fornecimento, em número de interrupções por cliente por período

DESEMPENHO FINANCEIRO

MARGEM BRUTA

Análise da receita	2T24								2T25								Δ%
R\$ milhões	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total	Total
(+) Vendas as classes	1.487	2.287	868	790	1.055	260	2.422	9.169	1.526	2.285	887	762	1.164	288	2.528	9.440	3%
Renda Não Faturada	(18)	10	(13)	(24)	(41)	3	(23)	(106)	33	46	12	(9)	(72)	4	(35)	(21)	-80%
(+) Ult. de demanda / reativo excedente	(5)	(14)	(4)	(3)	(9)	(1)	(19)	(54)	(5)	(12)	(3)	(4)	(9)	(1)	(22)	(56)	3%
(+) Outras receitas	263	616	158	194	263	113	479	2.086	404	668	194	217	336	77	594	2.490	19%
Subvenção baixa renda	92	120	55	51	16	10	44	388	91	121	52	49	19	11	49	392	1%
Subvenção CDE outros	38	162	25	58	46	49	89	467	62	230	55	61	55	33	149	645	38%
Uso da rede	55	149	37	63	158	10	256	727	69	172	41	70	210	17	303	882	21%
Atualização ativo financeiro	26	109	2	(4)	4	16	16	170	115	57	3	2	9	1	21	208	23%
Bandeira Tarifária	6	8	3	3	5	1	-	25	29	32	15	13	5	9	0	102	306%
Multa por atraso de pagamento	16	24	9	8	5	0	22	84	15	22	9	8	10	3	23	91	8%
(+) Outras receitas operacionais	30	45	26	16	29	26	52	225	24	34	19	12	29	3	50	170	-24%
Outras Receitas (Parcela B)	15	21	9	6	27	2	28	108	14	21	8	6	25	2	32	107	-1%
(+) Suprimento	4	9	3	5	26	8	36	90	10	50	15	25	22	34	65	221	144%
(+) Valores a receber de parcela A	23	(50)	26	(38)	177	101	258	495	65	42	46	28	226	37	471	915	85%
(+) Receita de construção	290	563	197	132	213	84	480	1.959	303	856	224	179	302	102	708	2.674	37%
(=) Receita operacional bruta	2.063	3.411	1.248	1.078	1.725	565	3.656	13.745	2.305	3.889	1.363	1.207	2.040	537	4.343	15.685	14%
(+) Deduções à receita	(583)	(834)	(355)	(343)	(562)	(143)	(1.149)	(3.968)	(619)	(877)	(352)	(309)	(634)	(113)	(1.223)	(4.127)	4%
PIS/COFINS/ICMS/ISS	(463)	(651)	(269)	(236)	(333)	(70)	(710)	(2.733)	(499)	(714)	(284)	(241)	(418)	(91)	(787)	(3.036)	11%
Compensações Indicadores de Qualidade	(7)	(8)	(10)	(5)	(20)	(4)	(58)	(112)	(8)	(11)	(8)	(7)	(10)	(3)	(40)	(87)	-22%
Demais Deduções (CDE e Encargos)	(113)	(174)	(76)	(101)	(209)	(69)	(381)	(1.123)	(112)	(152)	(60)	(61)	(206)	(18)	(396)	(1.004)	-11%
(=) Receita operacional líquida	1.481	2.577	892	735	1.163	422	2.507	9.777	1.686	3.013	1.011	898	1.406	425	3.120	11.558	18%
(-) Receita de construção	(290)	(563)	(197)	(132)	(213)	(84)	(480)	(1.959)	(303)	(856)	(224)	(179)	(302)	(102)	(708)	(2.674)	37%
(=) Receita operac. liq. sem rec.de construção	1.190	2.014	696	604	950	338	2.027	7.818	1.383	2.157	787	719	1.104	323	2.412	8.884	14%
(-) Energia comprada e transporte e Encargos	(630)	(946)	(361)	(328)	(697)	(138)	(1.159)	(4.259)	(694)	(1.041)	(392)	(374)	(797)	(162)	(1.445)	(4.903)	15%
(=) Margem Bruta	560	1.067	335	276	252	200	868	3.559	689	1.116	395	345	307	161	967	3.980	12%
(+) Não-Recorrentes	-	-	-	-	-	(81)	-	(81)	-	-	-	-	-	-	-	-	-100%
(-) VNR	(26)	(109)	(2)	4	(4)	(16)	(16)	(170)	(115)	(57)	(3)	(2)	(9)	(1)	(21)	(208)	23%
(=) Margem Bruta Ajustada	534	959	333	280	248	102	852	3.308	574	1.059	392	343	299	160	946	3.772	14%
Δ% Margem Bruta Ajustada									7,4%	10,4%	17,8%	22,4%	20,2%	56,3%	11,1%	14,0%	

No 2T25, a Margem Bruta ajustada por efeitos não recorrentes e não caixa das distribuidoras alcançou R\$ 3,8 bilhões, 14% maior do que o mesmo período do ano anterior, ou R\$ 464,2 milhões.

DESPESAS OPERACIONAIS E PMSO/CONSUMIDOR

Custos Operacionais	2T24								2T25								Δ%
R\$ milhões	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total	Total
(+) Pessoal	59	49	22	20	38	9	38	234	44	57	25	25	33	14	54	253	8%
(+) Material	6	4	2	5	5	1	19	41	5	7	2	5	5	2	19	45	11%
(+) Serviço de terceiros	115	120	66	48	83	21	238	690	107	151	69	45	116	21	243	751	9%
(+) Outros	7	4	2	2	12	2	5	34	10	6	6	4	2	1	7	37	8%
(=) PMSO Reportado	187	177	92	74	138	33	299	999	166	221	103	79	156	38	322	1.086	9%
Ajustes	(2)	-	-	(7)	-	-	(15)	(24)	-	(22)	(3)	(4)	6	(5)	(24)	(52)	112%
PMSO Ajustado	184	177	92	67	138	33	284	975	166	199	100	76	161	32	299	1.034	6%
PECLD e perdas	28	59	18	7	42	3	18	174	21	74	17	12	3	5	12	144	-17%
PECLD/ROB (Ex Receita de Construção)	1,6%	2,1%	1,7%	0,7%	2,8%	0,6%	0,6%	1,5%	1,0%	2,4%	1,5%	1,2%	0,2%	1,2%	0,3%	1,1%	
PECLD Ajustada/ROB (Ex Receita de Construção)	1,6%	2,1%	1,7%	0,7%	2,8%	0,6%	0,6%	1,5%	1,0%	2,4%	1,5%	1,2%	1,8%	1,2%	0,3%	1,3%	
Provisões - contingências	4	3	2	3	10	1	11	34	4	3	2	3	22	0	18	53	58%
Provisões - FUNAC	-	-	-	-	-	-	41	41	-	-	-	-	-	-	67	67	66%
(+) Provisões	32	62	19	10	51	4	70	248	25	77	19	15	25	5	97	264	7%
(+) Sistemas Isolados e Subv. CCC	-	15	-	-	-	4	-	18	12	25	-	-	-	4	-	41	122%
(+) Outras receitas/despesas operacionais	25	30	5	(8)	51	1	61	165	(22)	17	4	9	10	6	(46)	(22)	-113%
(+) Depreciação e amortização	72	121	41	31	35	(2)	157	456	91	223	46	35	67	16	185	662	45%
(=) Custos e despesas gerenciáveis	316	404	157	107	276	39	587	1.886	272	563	172	139	257	68	559	2.031	8%
PMSO Ajustado/Consumidor (12m)	252	227	241	206	338	597	345	279	247	242	251	218	309	528	349	281	
Δ% PMSO por Consumidor									-1,9%	6,2%	4,1%	5,6%	-8,4%	-11,6%	1,2%	0,8%	

MARANHÃO

No comparativo entre trimestres, o PMSO Ajustado/Consumidor, na visão 12 meses, reduziu 1,9%, totalizando R\$ 247. O PMSO ajustado do período totalizou R\$ 166 milhões, 9,7% abaixo do mesmo período do ano anterior, ou R\$ 17,9 milhões menor.

A redução do trimestre vem principalmente da linha de **Pessoal** devido ao maior compartilhamento de colaboradores com outras empresas do grupo, além da redução na linha de **Serviços de Terceiros**, que é explicada pela menor despesa com equipes de plantão no trimestre, devido à redução de preço do contrato e do menor volume de serviços improcedentes.

As Perdas Esperadas para Créditos de Liquidação Duvidosa (**PECLD**) atingiram R\$ 21 milhões no 2T25, redução de 26% vs 2T24 e representam 1,0% da ROB. A redução do trimestre é reflexo da maior efetividade das equipes de cobrança e das renegociações realizadas com o poder público no trimestre.

PARÁ

No 2T25, o PMSO Ajustado/Consumidor (12 meses) registrou R\$ 242, 6,2% maior que no 2T24. O PMSO por consumidor do trimestre é afetado pela variação do número de clientes SIGFI (Sistema Individual de Geração de Energia Elétrica com Fonte Intermitente), que tem faturamento realizado de forma periódica e que no 2T24 tiveram sua contabilização realizada em junho, adicionando 102 mil unidades consumidoras, e neste trimestre acrescentaram apenas mil unidades consumidoras. Ajustando o número de consumidores para excluir a variação de clientes SIGFI, o PMSO/Consumidor seria de R\$ 235,2 no 2T24 e R\$ 241,6 no 2T24, com uma variação de apenas 2,7% entre trimestres, abaixo da inflação registrada no período.

O PMSO ajustado do período atingiu R\$ 199 milhões, 12,9% maior que o 2T24, ou R\$ 22,7 milhões.

O aumento do PMSO no trimestre vem principalmente das linhas de **Serviços de Terceiros** (+R\$ 9,5 milhões), devido ao reajuste de preços e maior volumetria de serviços de campo, além do maior montante de atendimento a clientes comerciais e despesas com call center, e **Pessoal** (+R\$ 7,9 milhões), derivado do aumento de *headcount* voltado para primarização. Já os aumentos nas linhas de **Material** e **Outros** (R\$ 3,0 milhões e R\$ 2,7 milhões, respectivamente), refletem a maior aquisição de materiais no período e o aumento com despesas de publicidade entre trimestres.

No 2T25, a **PECLD** alcançou R\$ 74 milhões, 24,4% acima do 2T24, representando 2,4% da ROB. O aumento da PECLD no período deve-se, principalmente, pelo envelhecimento de faturas do poder público.

PIAUI

O PMSO Ajustado/Consumidor (12 meses) registrou R\$ 251, um aumento de 4,1% contra o 2T24, em linha com a inflação do período. O PMSO ajustado do trimestre apresentou um aumento de 9,0%, ou R\$ 8 milhões quando comparado com o mesmo período do ano anterior.

A variação da linha de **Pessoal** (+R\$ 3,6 milhões) no Período se dá pelo reajuste de salários entre períodos, maior *headcount* e maiores despesas com incentivos de longo, enquanto a linha de **Serviços de Terceiros** (+R\$ 3,0 milhões) é impactada pelo aumento dos serviços de corte e cobrança, além da maior despesa do trimestre com honorários advocatícios.

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

ALAGOAS

O PMSO Ajustado/Consumidor (12 meses) registrou R\$ 218, 5,6% maior que o 2T24, enquanto o PMSO ajustado apresentou um aumento de 13,1%, ou R\$ 9 milhões.

A linha de **Pessoal**, que variou R\$ 5,6 milhões, justifica-se pelo aumento de *headcount* voltado para a primarização. As variações das linhas de **Material** (+R\$ 2,6 milhões) e **Outros** (+R\$ 2,6 milhões) são resultado da maior aquisição de materiais para equipes primarizadas e pelo maior montante de doação para o Instituto Equatorial, e foram parcialmente compensadas pela redução na linha de **Serviços de Terceiros** (-R\$ 2,1 milhões), que tende a reduzir à medida que o processo de primarização atinge maior maturação.

Em Alagoas, as Perdas Esperadas para Créditos de Liquidação Duvidosa (**PECLD**) do trimestre atingiram R\$ 12 milhões, 1,2% da ROB.

CEEE-D

O PMSO Ajustado/Consumidor (12 meses) registrou R\$ 309, uma redução de 8,4%. O PMSO ajustado do período apresentou um aumento de 17,1%.

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

A **PECLD/ROB** do período atingiu 0,2%, ou R\$ 3 milhões. Ajustando a PECLD pelas renegociações não recorrentes do trimestre (R\$ 22,4 milhões), a PECLD/ROB seria de 1,8%.

CEA

O PMSO Ajustado/Consumidor (12 meses) registrou R\$ 528, valor 11,6% menor que o mesmo período do ano anterior. O PMSO ajustado da CEA foi de R\$ 32 milhões, 2,7% menor que o 2T24.

No 2T24 a **PECLD** atingiu R\$ 5 milhões e representa 1,2% da ROB.

GOIÁS

O PMSO Ajustado/Consumidor (12 meses) foi de R\$ 349 no 2T25, resultado 1,2% maior que o 2T24. O PMSO ajustado foi de R\$ 299 milhões, com crescimento de 5,2% em linha com a inflação do período.

No 2T25 a **PECLD** registrou R\$ 12 milhões no trimestre, ou 0,3% da ROB.

EBITDA

Recomposição EBITDA	2T24								2T25								Δ%
R\$ milhões	MA	PA	PI	AL	CEEE-D	CEA	GO	Total	MA	PA	PI	AL	CEEE-D	CEA	GO	Total	Total
(+) Resultado do Exercício	151	484	66	100	(216)	96	(94)	588	276	361	96	106	(235)	12	5	620	5,6%
(+) Impostos sobre o Lucro	35	102	33	30	-	-	12	212	40	64	41	34	-	8	(9)	178	-16,2%
(+) Resultado Financeiro	59	78	78	39	193	65	362	874	101	128	86	66	285	73	412	1.152	31,9%
(+) Depreciação e Amortização	72	121	41	31	35	(2)	157	456	91	223	46	35	67	16	185	662	45,3%
(=) EBITDA societário (CVM)*	316	784	219	200	12	159	438	2.129	508	776	269	242	117	109	593	2.612	23%
Ajustes Totais	1	(78)	3	3	47	(97)	60	(62)	(126)	(18)	4	10	(33)	10	(6)	(157)	155,6%
(+) Outras receitas/despesas operacionais	25	30	5	(8)	51	1	61	165	(22)	17	4	9	10	6	(46)	(22)	-113,4%
(+) Impactos Margem Bruta	-	-	-	-	-	(81)	-	(81)	-	-	-	-	-	-	-	-	-100,0%
(+) Sistemas Isolados	-	-	-	-	-	-	-	-	12	-	-	-	-	-	-	12	N/A
(+) Ajustes de PMSO	2	-	-	7	-	-	15	24	-	22	3	4	(6)	5	24	52	112,0%
(+) Ajustes Provisões	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(28)	-	37	9	N/A
(-) VNR	(26)	(109)	(2)	4	(4)	(16)	(16)	(170)	(115)	(57)	(3)	(2)	(9)	(1)	(21)	(208)	22,5%
(=) EBITDA societário ajustado	318	706	222	203	59	62	498	2.067	382	758	273	252	84	119	587	2.454	19%
	Δ%								20,3%	7,4%	23,2%	23,9%	41,7%	92,4%	17,9%	18,7%	

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

MARANHÃO

No 2T25, o EBITDA ajustado por VNR e efeitos não recorrentes atingiu R\$ 382 milhões, 20,3% maior que o 2T24, ou R\$ 64,4 milhões.

A margem bruta ajustada do trimestre registrou crescimento de R\$ 39,6 milhões, influenciada principalmente pelo aumento da tarifa fio-b entre trimestres, enquanto o PMSO ajustado do período apresentou uma redução de R\$ 17,9 milhões.

As provisões e contingências apresentaram uma melhora de R\$ 7,3 milhões no período.

PARÁ

O EBITDA Ajustado por VNR e efeitos não recorrentes do Pará atingiu R\$ 757,6 milhões, um aumento de 7,4%, ou R\$ 51,4 milhões.

A margem bruta do período aumentou R\$ 100,2 milhões, em função do aumento de mercado (R\$ 20 milhões), da variação positiva da tarifa fio-b (R\$ 29 milhões) e da Renda Não Faturada (R\$ 36 milhões). O PMSO ajustado e as despesas com sistemas isolados do período aumentaram nos montantes de R\$ 22,7 milhões e R\$ 10,3 milhões, respectivamente.

A linha de provisões do período apresentou uma piora de R\$ 15,2 milhões entre trimestres.

PIAUI

No Piauí, o EBITDA ajustado por efeitos não recorrentes e não caixa atingiu R\$ 273 milhões, 23,2% maior, ou R\$ 51,4 milhões, quando comparado com o mesmo período do ano anterior.

A margem bruta do período apresentou um aumento de R\$ 59,2 milhões, decorrente da maior tarifa fio-b (R\$ 30 milhões) e da variação da Renda Não Faturada (R\$ 26 milhões), enquanto o PMSO ajustado do período apresentou um aumento de R\$ 8,3 milhões.

A linha de PECLD e Contingências se manteve em linha com o 2T24.

ALAGOAS

O EBITDA Ajustado por VNR e efeitos não recorrentes de Alagoas atingiu R\$ 253 milhões, R\$ 49 milhões maior que o 2T24, ou 23,9% superior.

A margem bruta do período teve um aumento de R\$ 62,9 milhões, em virtude da Renda Não Faturada (R\$ 15 milhões), da maior tarifa fio-b (R\$ 11 milhões), da melhoria de perdas no período (R\$ 10 milhões) e outros efeitos, que foram parcialmente compensados pelo aumento do PMSO (R\$ 9 milhões) e da linha de PECLD e Contingências (R\$ 5 milhões).

CEEE-D

O EBITDA ajustado por efeitos não recorrentes e VNR do Rio Grande do Sul atingiu R\$ 84 milhões no trimestre, 41,7% maior que o 2T24, ou R\$ 24,7 milhões.

A margem bruta da CEEE-D apresentou um crescimento de R\$ 50,1 milhões, dado os efeitos de crescimento de mercado (R\$ 23 milhões), tarifa fio-b (R\$ 23 milhões) e melhoria de perdas (R\$ 17 milhões). Vale ressaltar que o 2T24 foi fortemente impactado por eventos climáticos extremos, que prejudicaram o resultado apresentado no ano passado.

O PMSO do período apresentou um aumento de R\$ 23,5 milhões, enquanto as provisões e contingências do período ficaram em linha com o ano anterior.

CEA

O EBITDA Ajustado alcançou R\$ 119 milhões, 92,4% maior que o mesmo período do ano anterior, ou R\$ 57,2 milhões.

A margem bruta da CEA cresceu R\$ 57,7 milhões, refletindo principalmente o aumento da tarifa fio-b entre períodos.

As linhas de PMSO, provisões e contingências e despesas de sistemas isolados foram de R\$ 0,9 milhões, R\$ -1,5 milhões e R\$ 0,2 milhões, respectivamente.

GOIÁS

O EBITDA ajustado por efeitos não recorrentes e VNR da Equatorial Goiás atingiu R\$ 587 milhões, 17,9% maior que o mesmo período do ano anterior.

O aumento da margem (R\$ 94,6 milhões) reflete principalmente a melhora de perdas no período e o aumento da tarifa fio-b. Já o PMSO do ajustado do período apresentou um aumento de R\$ 14,7 milhões e da PECLD e provisões variaram positivamente em R\$ 9,1 milhões.

EFEITOS NÃO RECORRENTES EBITDA

Não Recorrentes	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	2T25 Total
Margem Bruta	-	-	-	-	-	-	-	-
Custos e Despesas Operacionais	-	22	3	4	(6)	5	24	52
Serviços de Terceiros	-	22	-	4	-	5	24	55
Outros	-	-	3	-	(6)	-	-	(3)
Provisões	-	-	-	-	(28)	-	37	9
Custos e Despesas	-	22	3	4	(33)	5	61	61
Sistemas Isolados	12	-	-	-	-	-	-	12
Outras receitas/despesas operacionais	(22)	17	4	9	10	6	(46)	(22)
VNR	(115)	(57)	(3)	(2)	(9)	(1)	(21)	(208)
Ajustes EBITDA	(126)	(18)	4	10	(33)	10	(6)	(157)

RESULTADO FINANCEIRO

Resultado Financeiro	2T24								2T25								Δ%
R\$ milhões	MA	PA	PI	AL	CEEE-D	CEA	GO	Total	MA	PA	PI	AL	CEEE-D	CEA	GO	Total	Total
(+) Rendas Financeiras	24	47	19	9	28	8	35	169	40	82	23	28	42	19	22	255	51,3%
(+) Acréscimo Moratório - Venda de Energia	21	33	12	10	23	3	16	118	22	35	14	9	61	3	15	160	35,5%
(+) Encargos da dívida	(80)	(150)	(97)	(49)	(130)	(60)	(316)	(882)	(136)	(230)	(116)	(83)	(214)	(90)	(410)	(1.279)	45,0%
(+) Encargos CVA	(9)	(1)	(3)	1	(8)	4	(13)	(30)	(6)	(13)	1	(4)	4	5	5	(8)	-72,4%
(+) AVP - Comercial	(1)	2	1	1	1	(4)	(2)	(2)	1	5	1	0	(15)	(0)	(1)	(9)	262,0%
(+) Contingências	(4)	(2)	(2)	(3)	(28)	(3)	(22)	(63)	(2)	(3)	(3)	(4)	(29)	(3)	(11)	(54)	-14,6%
(+) Outras Receitas / Despesas	(9)	(6)	(8)	(7)	(78)	(12)	(61)	(183)	(19)	(4)	(6)	(13)	(135)	(8)	(32)	(217)	18,9%
Resultado financeiro	(59)	(78)	(78)	(39)	(193)	(65)	(362)	(874)	(101)	(128)	(86)	(66)	(285)	(73)	(412)	(1.152)	32%
(-/+) Efeitos Não Recorrentes	8	17	2	4	-	(2)	5	35	-	-	-	-	-	-	-	-	-100,0%
Resultado financeiro ajustado	(50)	(61)	(76)	(35)	(193)	(66)	(357)	(839)	(101)	(128)	(86)	(66)	(285)	(73)	(412)	(1.152)	37%
Δ%									101,0%	109,4%	13,8%	88,0%	48,0%	10,5%	15,2%	37,3%	

LUCRO LÍQUIDO

Lucro Líquido	2T24								2T25								Δ%
R\$ milhões	MA	PA	PI	AL	CEEE-D	CEA	GO	Total	MA	PA	PI	AL	CEEE-D	CEA	GO	Total	Total
(+) Lucro Líquido	151	484	66	100	(216)	96	(94)	588	276	361	96	106	(235)	12	5	620	6%
(+) Impacto EBITDA (líquido de IR)	2	-	-	7	-	(81)	15	(57)	12	22	3	4	(33)	5	61	73	-227,4%
(+) Efeito IR e CSLL	(3)	(4)	(1)	(3)	-	-	-	(11)	(5)	11	17	13	11	(1)	6	54	-593,5%
(+) Ajustes do Resultado Financeiro	8	17	2	4	-	(2)	5	35	-	-	-	-	-	-	-	-	-100,0%
(+) VNR Líquido de IR e CSLL	(17)	(72)	(1)	3	(3)	(11)	(11)	(112)	(76)	(38)	(2)	(1)	(6)	(1)	(14)	(137)	22,5%
(=) Lucro Líquido Ajustado	141	425	66	111	(219)	(9)	(84)	431	207	356	114	121	(263)	16	(21)	609	41%
Δ%									46,7%	-16,3%	71,4%	9,9%	20,4%	-268,8%	-75,1%	41,3%	

INVESTIMENTOS

Investimentos Distribuidoras	2T24								2T25								Δ%
R\$ milhões	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total	Total
Ativos elétricos	262	316	160	113	175	55	442	1.523	270	463	188	165	274	80	662	2.101	37,9%
Obrigações especiais	6	216	20	0	2	17	-	41	17	358	25	3	8	13	7	430	95,1%
Ativos não elétricos	22	32	16	19	36	11	38	174	17	35	12	11	21	9	39	144	-17,5%
Total	290	563	197	132	213	84	439	1.918	303	856	224	179	302	102	708	2.674	39%
Δ%									4,4%	52,0%	14,0%	35,8%	42,1%	21,6%	61,1%	39,5%	

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

TRANSMISSÃO**DESEMPENHO FINANCEIRO**

DRE Regulatória - R\$ milhões	2T24	2T25	Δ%	Δ
Receita líquida	298	267	-10,4%	(31)
Custos e despesas operacionais	(18)	(19)	5,1%	(1)
EBITDA Regulatório	280	248	-11,4%	(32)
Margem EBITDA	94,0%	93,0%	-1,1%	N/A
Depreciação / amortização	(110)	(107)	-2,5%	3
Resultado do serviço (EBIT)	170	141	-17,1%	(29)
Resultado financeiro	(79)	(74)	-6,2%	5
Impostos	(13)	(12)	-7,5%	1
Lucro Líquido	78	55	-29,9%	(23)
Endividamento	2T24	2T25	Δ%	Δ
Dívida Bruta	5.865	4.947	-15,7%	(919)
Dívida Líquida	4.687	3.306	-29,5%	(1.381)
Disponibilidades	1.178	1.641	39,3%	463

**Subtraído da receita líquida o capex realizado (custo de infraestrutura)*

O resultado regulatório do 2T25 trouxe uma receita líquida de R\$ 267 milhões, uma redução de 10,4% em relação ao 2T24, reflexo principalmente pela saída da SPE 7 e dos montantes de AVC Complementar mais elevados no 2T24.

Os custos e despesas operacionais totalizaram R\$ 18,7 milhões, em linha com o mesmo período do ano anterior.

O EBITDA regulatório atingiu R\$ 248,3 milhões, com uma margem EBITDA de 93%.

Vale ressaltar que, em uma visão mesmos ativos (excluindo a SPE 7 do 2T24), o EBITDA do 2T24 seria de R\$ 251,2 milhões, e a variação do EBITDA entre trimestres seria de -1.2%.

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

Demonstração do resultado (R\$ mil)	2T24 Regulatório	Ajustes	2T24 Societário	2T25 Regulatório	Ajustes	2T25 Societário
Receita operacional	333.629	45.139	378.768	298.056	62.571	360.627
Transmissão de energia	333.629	(333.629)	-	298.056	(298.056)	-
Receita de Operação e Manutenção	-	27.495	27.495	-	36.018	36.018
Receita de construção	-	1.430	1.430	-	-	-
Receita Financeira - Atualização TIR	-	-	-	-	-	-
Atualização ativo de contrato em serviço	-	349.842	349.842	-	324.608	324.608
Outras receitas	0	0	0	-	-	-
Deduções da receita operacional	(35.643)	(134)	(35.777)	(31.119)	(1)	(31.119)
Receita operacional líquida	297.986	45.005	342.992	266.937	62.570	329.508
Margem Bruta Operacional	297.986	45.005	342.992	266.937	62.570	329.508
Custo/despesa operacional	(17.755)	(1.799)	(19.554)	(18.669)	(8.688)	(27.357)
Pessoal	(8.747)	(0)	(8.748)	(8.008)	30	(7.977)
Material	(56)	(0)	(57)	(933)	6	(928)
Serviço de terceiros	(8.913)	(90)	(9.003)	(8.994)	(10.209)	(19.202)
Custo de construção	-	(1.708)	(1.708)	-	-	-
Outros	(39)	(0)	(39)	(735)	2	(733)
Outras despesas não operacionais	-	-	-	-	1.484	1.484
EBITDA	280.231	43.206	323.438	248.268	53.882	302.150
Depreciação e amortização	(109.949)	38.605	(71.345)	(107.174)	35.176	(71.998)
Equivalencia patrimonial	-	605	605	-	(1.208)	(1.208)
Resultado do serviço	170.282	82.416	252.698	141.094	87.851	228.944
Resultado financeiro	(79.036)	(1)	(79.036)	(74.125)	0	(74.125)
Receitas financeiras	44.896	(0)	44.896	57.517	(4)	57.513
Despesas financeiras	(123.932)	(1)	123.933	(131.642)	4	(131.638)
Resultado antes do imposto de renda	91.246	82.416	173.662	66.969	87.851	154.820
Imposto de renda e contribuição social	(13.414)	(36.902)	50.316	(12.411)	(31.267)	(43.678)
Subvenção do imposto de renda	-	36.902	36.902	-	31.267	31.267
Impostos diferidos	-	(35.001)	35.001	-	(35.257)	(35.257)
Resultado do exercício	77.832	47.415	125.247	54.557	52.593	107.151

RENOVÁVEIS

DESEMPENHO OPERACIONAL

GERAÇÃO

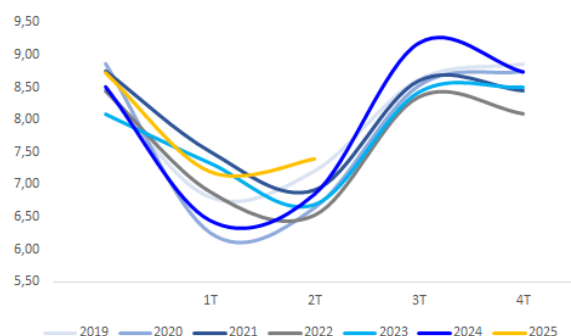
Complexos Eólicos	Geração (GWh)				Vento (m/s)			
	2T24	2T25	Δ%	Δ	2T24	2T25	Δ%	Δ
Ventos de Tianguá	98,7	113,8	15,3%	15,1	6,5	7,2	11,9%	0,8
Serra do Mel 1 e 2	239,1	378,8	58,4%	139,7	6,7	7,4	10,5%	0,7
Echo 1, 2, 4 e 5	295,4	313,9	6,3%	18,5	7,7	8,1	4,9%	0,4
Ventos de São Clemente	143,0	155,5	8,7%	12,5	6,0	6,4	5,7%	0,3
Portfólio Eólico	776,2	962,0	23,9%	185,8	6,9	7,4	8,0%	0,5
<i>Constrained-Off - Eólico</i>	<i>140,7</i>	<i>134,5</i>	<i>-4,4%</i>	<i>-6,2</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>
Portfólio Eólico - Ex Constrained-Off	916,8	1.096,5	19,6%	179,6	6,9	7,4	8,0%	0,5

Complexos Solares	Geração (GWh)				Irradiância Média (W/m ²)			
	2T24	2T25	Δ%	Δ	2T24	2T25	Δ%	Δ
Ribeiro Gonçalves	89,1	90,4	1,5%	1,3	306,2	276,9	-9,6%	-29,3
Barreiras	0,0	133,7	-	133,7	0,0	296,5	-	296,5
Portfólio Solar	89,1	224,1	151,6%	135,0	306,2	288,9	-5,7%	-17,3
<i>Constrained-Off - Solar</i>	<i>10,9</i>	<i>151,9</i>	<i>1297,2%</i>	<i>141,1</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>
Portfólio Solar - Ex Constrained-Off	100,0	376,1	276,2%	276,1	306,2	288,9	-5,7%	-17,3

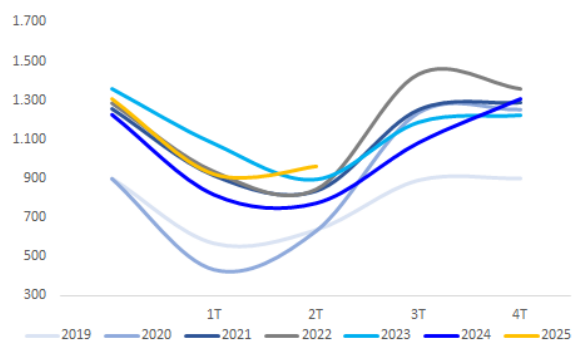
Portfólio	Geração (GWh)			
	2T24	2T25	Δ%	Δ
Portfólio Consolidado	865,3	1.186,1	37,1%	320,8
Portfólio Consolidado - Ex Constrained-Off	1.016,8	1.472,5	44,8%	455,7

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

MÉDIA DOS VENTOS - PORTFÓLIO EÓLICO (m/s)



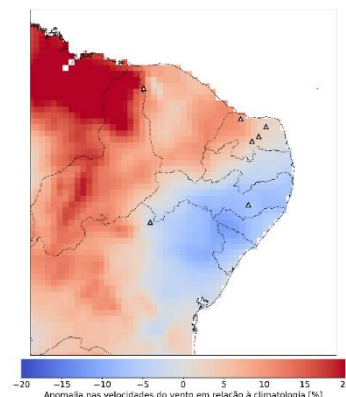
GERAÇÃO TOTAL - PORTFÓLIO EÓLICO (GWh)



O desempenho do portfólio eólico do 2T25 foi o melhor resultado registrado desde a aquisição da Echoenergia, com uma velocidade média do vento de 7,4 m/s, 8,0% maior do que o 2T24. O desempenho do trimestre é reflexo principalmente de uma maior disponibilidade do recurso eólico no Rio Grande do Norte, onde estão localizados a maior partes dos ativos da Echoenergia, com destaque para os parques eólicos de Tianguá (ACR) e Serra do Mel 1 e 2 (ACL).

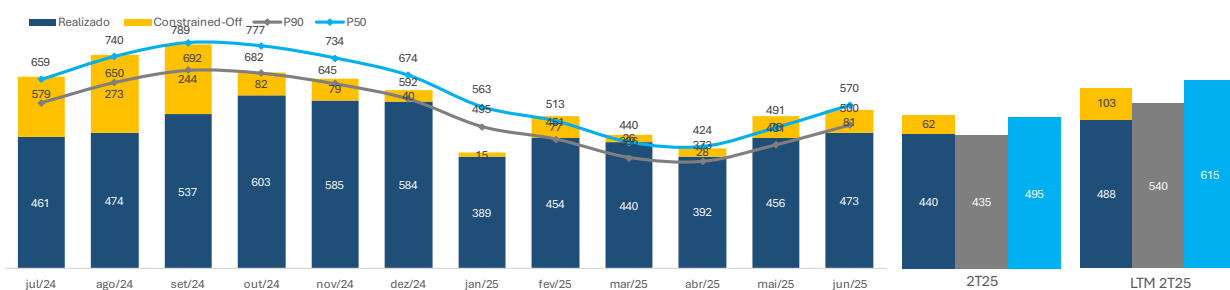
O 2T25 foi marcado por velocidades de vento dentro da média climatológica na maior parte do Nordeste, sendo que em algumas áreas dos estados do Maranhão, Piauí, Ceará, Rio Grande do Norte e Bahia que registraram anomalias positivas.

A figura ao lado ilustra as anomalias de vento no 2T25 em relação à média de longo prazo, evidenciando o impacto climático positivo em alguns dos complexos da Echoenergia. Importante mencionar que, excluindo-se efeitos do *constrained-off*, os resultados de geração deste período ficariam acima do P50 para os ativos eólicos, atingindo P44.

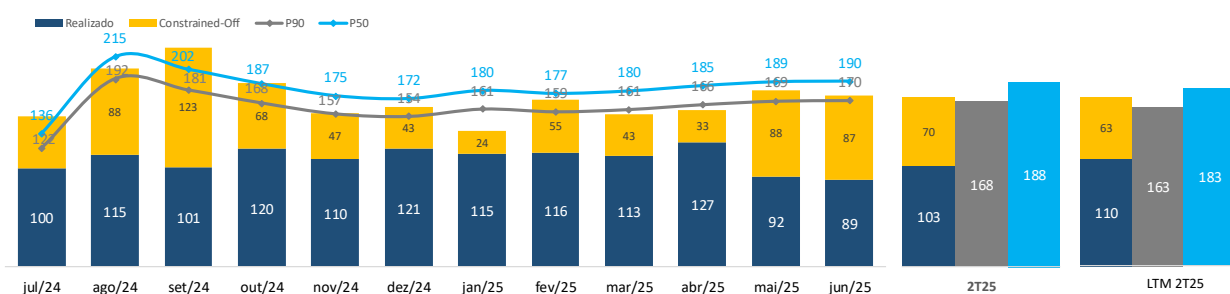


Os gráficos, a seguir, apresentam a geração de energia eólica e solar da Echoenergia nos últimos meses e a visão para o 2T25, comparando-a com os valores de P50 e P90 anual revisados pela empresa no início de 2024. Vale destacar que essas estimativas de produção de energia são consideradas robustas, pois os estudos foram elaborados utilizando metodologias consolidadas no mercado e tem como base dados operacionais para todos os complexos.

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



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



¹ Os valores apresentados consideram apenas meses de operação plena, ou seja, do mês subsequente ao COD de cada usina.

CONSTRAINED-OFF

Devido à necessidade de redução ou limitação da geração pela necessidade de equilíbrio entre carga e geração, o Operador Nacional do Sistema (ONS), dispõe do corte de geração em tempo real, o qual pode ser classificado entre: (i) Confiabilidade Elétrica, quando a geração é reduzida ou interrompida para garantir a estabilidade e segurança do sistema elétrico, como limite de carga das linhas de transmissão; (ii) Razão Energética, devido à dificuldade de escoar a energia gerada quando a demanda é insuficiente para absorver a oferta, e (iii) Indisponibilidade Externa (elétrico), devido a falhas ou manutenções em instalações externas à usina geradora. Dentre as três, apenas o corte motivado por Indisponibilidade Externa é ressarcido, desde que alguns requisitos, como franquia de horas de interrupção, sejam cumpridos. Atualmente, os ativos eólicos da Echoenergia são preponderantemente impactados pelos cortes ocasionados por razão Confiabilidade Elétrica e solares por razão energética.

No 2T25, as perdas de energia totalizaram 286,4 GWh (19,5%), com maior relevância para os parques solares de Barreras e Ribeiro Gonçalves, com 108,5 GWh (44,8%) e 43,5 GWh (32,5%), respectivamente, e para o parque eólico de Serra do Mel com 95,7 GWh (20,2%). Esse impacto no portfólio foi superior ao reportado no 2T24 (151,5 GWh ou 14,9%), principalmente, devido à entrada em operação das usinas solares, que apresentaram perdas mais elevadas no 2T25 (151,9 GWh ou 40,4%). O nível de perdas das usinas eólicas foi inferior ao reportado no mesmo período do ano anterior (140,7GWh / 2T24 vs. 134,5GWh / 2T25).

Apesar disso, é importante mencionar que a partir de meados do segundo semestre de 2024, o ONS implementou mudanças nos critérios de controle, novas linhas de transmissão entraram em operação e houve o avanço no atendimento dos requisitos da RAP pelos agentes. Adicionalmente, é válido destacar que em março deste ano, o CMSE (Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico) instituiu o grupo de trabalho para atuação conjunta entre o MME, ANEEL, EPE, ONS e CCEE, com objetivo de propor medidas de planejamento, regulatórias e operacionais para mitigar os cortes de geração. Por fim, a Echoenergia tem trabalhado ativamente em colaboração com as associações do setor para minimizar o impacto do *constrained-off* em seu portfólio.

DESEMPENHO FINANCEIRO

DRE	Echo Participações				Echo Crescimento			
	2T24	2T25	Δ%	Δ	2T24	2T25	Δ%	Δ
Receita Líquida	205,6	248,5	20,9%	42,9	13,6	111,5	20,9%	97,9
(-) Compra de Energia	(4,4)	(26,1)	497,0%	(21,7)	(4,2)	(39,1)	497,0%	(34,8)
(+/-) Efeito MtM (Ganhos e Perdas)	-	-	N/A	-	(0,0)	(0,1)	N/A	(0,1)
Lucro Bruto de Energia	201,2	222,5	10,5%	21,2	9,3	72,3	10,5%	63,0
Custos e Despesas Operacionais	(91,9)	(98,3)	7,0%	(6,4)	(2,5)	(21,8)	7,0%	(19,3)
(-) Custo de Operação e Produção de Energia	(73,4)	(78,6)	7,1%	(5,2)	(1,7)	(18,3)	7,1%	(16,6)
(-) Despesas Operacionais e Administrativas	(18,4)	(19,7)	6,5%	(1,2)	(0,8)	(3,5)	6,5%	(2,7)
EBITDA	109,4	124,2	13,5%	14,8	6,8	50,6	13,5%	43,7
Margem EBITDA (%)	53,2%	50,0%	-3,2p.p.	N/A	50,2%	45,4%	-3,2p.p.	N/A
(-/+) Efeitos Não-Recorrentes	-	5,3	N/A	5,3	-	-	N/A	-
(-/+) Efeito MtM (Ganhos e Perdas)	-	-	N/A	-	0,0	0,1	N/A	0,1
EBITDA Ajustado	109,4	129,5	18,4%	20,1	6,9	50,7	18,4%	43,8
Margem EBITDA Ajustada (%)	53,2%	52,1%	-1,1p.p.	N/A	-276,0%	-232,9%	-1,1p.p.	N/A
(-) Depreciação/Amortização	(64,7)	(65,7)	1,5%	(1,0)	(0,2)	(19,4)	1,5%	(19,2)
(+/-) Resultado Financeiro	(66,9)	(65,3)	-2,4%	1,6	(29,8)	(67,1)	-2,4%	(37,2)
(-) Impostos	(9,5)	(16,1)	69,5%	(6,6)	(0,1)	(4,7)	69,5%	(4,6)
Lucro (Prejuízo) Líquido Reportado	(31,8)	(22,9)	-27,9%	8,9	(23,3)	(40,6)	-27,9%	(17,3)
Margem Líquida (%)	-15,4%	-9,2%	6,2p.p.	N/A	-171,2%	-36,4%	6,2p.p.	N/A

DRE	Echoenergia (Part. + Cresc.)			
	2T24	2T25	Δ%	Δ
Receita Líquida	219,2	360,0	64,2%	140,8
(-) Compra de Energia	(8,6)	(65,1)	656,3%	(56,5)
(+/-) Efeito MtM (Ganhos e Perdas)	(0,0)	(0,1)	143,1%	(0,1)
Lucro Bruto de Energia	210,6	294,8	40,0%	84,2
Custos e Despesas Operacionais	(94,3)	(120,0)	27,2%	(25,7)
(-) Custo de Operação e Produção de Energia	(75,1)	(96,9)	29,0%	(21,8)
(-) Despesas Operacionais e Administrativas	(19,2)	(23,1)	20,3%	(3,9)
EBITDA	116,2	174,8	50,4%	58,6
Margem EBITDA (%)	53,0%	48,5%	-4,5p.p.	N/A
(-/+) Efeitos Não-Recorrentes	-	5,3	N/A	5,3
(-/+) Efeito MtM (Ganhos e Perdas)	0,0	0,1	122,6%	0,1
EBITDA Ajustado	116,3	180,2	55,0%	63,9
Margem EBITDA Ajustada (%)	53,0%	50,0%	-3p.p.	N/A
(-) Depreciação/Amortização	(64,9)	(85,1)	31,1%	(20,2)
(+/-) Resultado Financeiro	(96,7)	(132,4)	36,8%	(35,6)
(-) Impostos	(9,6)	(20,8)	115,8%	(11,1)
Lucro (Prejuízo) Líquido Reportado	(55,1)	(63,5)	15,3%	(8,4)
Margem Líquida (%)	-25,1%	-17,6%	7,5p.p.	N/A
Lucro (Prejuízo) Líquido Ajustado	(55,1)	(59,9)	8,7%	(4,8)

LUCRO BRUTO DE ENERGIA - ECHOENERGIA

O Lucro Bruto de Energia da Echoenergia foi de R\$ 294,8 milhões no 2T25, um aumento de 40,0%, ou de R\$ 84,2 milhões quando comparado ao mesmo período do ano passado. O aumento é explicado principalmente: (i) pela entrada em operação dos complexos solares, que entraram de forma faseada a partir do 2T24 e cujo Lucro Bruto de Energia apurado no 2T25 foi de R\$ 72,3 milhões, e (ii) pelo resultado dos parques eólicos no trimestre, que apresentaram crescimento de 10,5% ou R\$ 21,3 milhões frente ao 2T24.

CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS - ECHOENERGIA

Os custos e despesas operacionais da Echoenergia totalizaram R\$ 120,0 milhões no 2T25, um aumento de 27,2%, ou R\$ 25,7 milhões comparado ao 2T24. Ajustando o resultado pelo efeito não recorrente da baixa de ativos ocorrida no trimestre (R\$ 5,3 milhões na linha de **Outros**), o resultado seria de R\$ 115,3 milhões, 22,5% maior que o 2T24, ou R\$ 21,2 milhões.

O aumento é reflexo da entrada em operação dos complexos solares de Echo Crescimento, cujos custos e despesas operacionais totalizaram R\$ 21,8 milhões no período, onde destacamos:

- Aumento dos **Encargos de Transmissão** em R\$ 9,5 milhões devido a entrada em operação dos ativos solares;
- Aumento de custos e despesas em R\$ 10,4 milhões com **Pessoal, O&M, Seguros e Serviços de Terceiros**, como consultorias e assessorias, relacionados às entradas em operação dos ativos solares.

RESULTADO FINANCEIRO - ECHOENERGIA

O resultado financeiro registrado no 2T25 foi de R\$ 132,4 milhões negativos, valor R\$ 35,6 milhões pior quando comparado com o 2T24, reflexo das despesas financeiras do financiamento dos parques solares. Vale destacar que, desconsiderando o resultado da Echoenergia Crescimento, o resultado financeiro teria se mantido em linha com o 2T24.

PROFORMA – ECHOENERGIA + EQUATORIAL RENOVÁVEIS

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

DRE	Echoenergia (Part. + Cresc.)				EQTL Renováveis			
	2T24	2T25	Δ%	Δ	2T24	2T25	Δ%	Δ
Receita Líquida	219,2	360,0	64,2%	140,8	79,9	510,2	538,9%	430,4
(-) Compra de Energia	(8,6)	(65,1)	656,3%	(56,5)	(70,8)	(500,0)	606,4%	(429,2)
(+/-) Efeito MtM (Ganhos e Perdas)	(0,0)	(0,1)	143,1%	(0,1)	(0,4)	(8,9)	2126,2%	(8,5)
Lucro Bruto de Energia	210,6	294,8	40,0%	84,2	8,7	1,3	-84,6%	(7,4)
Custos e Despesas Operacionais	(94,3)	(120,0)	27,2%	(25,7)	(6,1)	(12,8)	111,9%	(6,8)
(-) Custo de Operação e Produção de Energia	(75,1)	(96,9)	29,0%	(21,8)	(0,6)	(12,6)	1930,9%	(12,0)
(-) Despesas Operacionais e Administrativas	(19,2)	(23,1)	20,3%	(3,9)	(5,4)	(0,2)	-95,7%	5,2
EBITDA	116,2	174,8	50,4%	58,6	2,6	(11,5)	-538,0%	(14,1)
Margem EBITDA (%)	53,0%	48,5%	-4,5p.p.	N/A	3,3%	-2,3%	-5,5p.p.	N/A
(-/+) Efeitos Não-Recorrentes	-	5,3	N/A	5,3	-	-	N/A	-
(-/+) Efeito MtM (Ganhos e Perdas)	0,0	0,1	122,6%	0,1	0,4	8,1	1937,7%	7,7
EBITDA Ajustado	116,3	180,2	55,0%	63,9	3,0	(3,4)	-211,7%	(6,4)
Margem EBITDA Ajustada (%)	53,0%	50,0%	-3p.p.	N/A	3,8%	-0,7%	-4,5p.p.	N/A
(-) Depreciação/Amortização	(64,9)	(85,1)	31,1%	(20,2)	(0,1)	(0,1)	22,6%	(0,0)
(+/-) Resultado Financeiro	(96,7)	(132,4)	36,8%	(35,6)	0,7	0,2	-63,4%	(0,4)
(-) Impostos	(9,6)	(20,8)	115,8%	(11,1)	(1,1)	2,8	-350,9%	3,9
Lucro (Prejuízo) Líquido Reportado	(55,1)	(63,5)	15,3%	(8,4)	2,1	(8,6)	-516,7%	(10,7)
Margem Líquida (%)	-25,1%	-17,6%	7,5p.p.	N/A	2,6%	-1,7%	-4,3p.p.	N/A

DRE	Proforma (Echoenergia + EQTL Renováveis)			
	2T24	2T25	Δ%	Δ
Receita Líquida	299,1	870,3	191,0%	571,2
(-) Compra de Energia	(79,4)	(565,2)	611,9%	(485,8)
(+/-) Efeito MtM (Ganhos e Perdas)	(0,4)	(9,0)	1918,4%	(8,5)
Lucro Bruto de Energia	219,2	296,1	35,1%	76,9
Custos e Despesas Operacionais	(100,4)	(132,9)	32,3%	(32,5)
(-) Custo de Operação e Produção de Energia	(75,7)	(109,5)	44,6%	(33,8)
(-) Despesas Operacionais e Administrativas	(24,7)	(23,3)	-5,3%	1,3
EBITDA	118,8	163,3	37,4%	44,4
Margem EBITDA (%)	39,7%	18,8%	-21p.p.	N/A
(-/+) Efeitos Não-Recorrentes	-	5,3	N/A	5,3
(-/+) Efeito MtM (Ganhos e Perdas)	0,4	8,2	1747,5%	7,8
EBITDA Ajustado	119,3	176,8	48,2%	57,5
Margem EBITDA Ajustada (%)	39,9%	20,3%	-19,6p.p.	N/A
(-) Depreciação/Amortização	(65,0)	(85,2)	31,1%	(20,2)
(+/-) Resultado Financeiro	(96,1)	(132,1)	37,5%	(36,0)
(-) Impostos	(10,7)	(18,0)	67,9%	(7,3)
Lucro (Prejuízo) Líquido Reportado	(53,0)	(72,1)	36,1%	(19,1)
Margem Líquida (%)	-17,7%	-8,3%	9,4p.p.	N/A

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

SANEAMENTO

Indicadores Operacionais - Água	2T24	1T25	2T25	Δ% vs 2T24
Economias faturadas (mil)	82,3	99,1	99,6	21,0%
Volume Faturado (mil m ³)	5.047,4	5.405,5	5.532,5	9,6%
Índice de cobertura (%)	56,0%	66,4%	70,0%	14 p.p.
Índice de Perda da Distribuição (%)	61,2%	63,2%	64,5%	3,3 p.p.
Indicadores Operacionais - Esgoto	2T24	1T25	2T25	Δ% vs 2T24
Economias faturadas (mil)	13,7	18,7	18,6	35,7%
Volume Faturado (mil m ³)	813,7	1.008,5	1.019,0	25,2%
Índice de cobertura (%)	14,8%	15,0%	15,0%	0,2 p.p.

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

DESEMPENHO OPERACIONAL E COMERCIAL

Demonstração de Resultado	2T24	2T25	Δ%	Δ
R\$ milhões				
Receita Operacional	61,4	41,6	-32,3%	-19,8
Abastecimento de água e serviços de esgoto	22,8	26,5	16,0%	3,7
Receita de construção	37,8	12,9	-65,9%	-24,9
Outras receitas	0,8	2,3	169,4%	1,4
Deduções à receita operacional	(2,2)	(2,8)	26,4%	-0,6
Receita operacional líquida	59,2	38,8	-34,4%	-20,4
Custos de construção	(37,8)	(12,9)	-65,9%	24,9
Custo da Operação	(25,1)	(18,6)	-25,9%	6,5
PMSO	(15,9)	(15,5)	-3,0%	0,5
Pessoal	(5,2)	(5,1)	-1,5%	0,1
Material	(2,5)	(2,2)	-12,1%	0,3
Serviços de terceiros	(3,8)	(4,1)	7,9%	-0,3
Outros	(4,5)	(4,1)	-8,8%	0,4
PDD/Provisões	(9,2)	(5,0)	-45,7%	4,2
Outras Receitas e Despesas Operacionais	0,1	1,9	2823,4%	1,8
EBITDA	(3,7)	7,3	-300,3%	11,0
Depreciação e amortização	(7,4)	(7,6)	3,5%	-0,3
Resultado financeiro	(38,1)	(46,8)	23,0%	-8,8
Receita financeira	3,4	1,4	-57,3%	-1,9
Despesa financeira	(41,4)	(48,3)	16,5%	-6,8
Tributos	-	-	N/A	0,0
Resultado do exercício	(49,1)	(47,1)	-4,1%	2,0
Resultado do exercício Ajustado	(49,1)	(47,1)	-4,1%	2,0

DESEMPENHO FINANCEIRO

RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA

No 2T25, a receita operacional líquida da CSA atingiu R\$ 38,8 milhões, reduzindo em relação ao 2T24, pelo efeito da menor receita de construção do período. Desconsiderando a receita de construção dos períodos, a Receita Operacional Líquida apresenta um crescimento de R\$ 4,5 milhões, ou 21%, refletindo tanto o maior volume hidrometrado (+9,6%), como o avanço da hidrometração entre períodos.

CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS

O PMSO do período atingiu R\$ 15,5 milhões, 3% menor que o mesmo período do ano anterior.

A PECLD no trimestre atingiu R\$ 5,0 milhões, valor R\$ 4,2 milhões menor que o mesmo período do ano anterior, com um índice de PECLD/ROB de 17,5% no 2T25.

RESULTADO FINANCEIRO

No 2T25, o resultado financeiro foi de R\$ 46,8 milhões, valor R\$ 8,8 milhões pior em relação ao 2T24, reflexo do aumento do IPCA entre períodos (1,26% no 2T25 vs 0,98% no 2T24), conforme cálculo dos contratos, que indexa 84% da dívida da CSA.

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

EQUATORIAL SERVIÇOS

Demonstração de Resultado	2T24	2T25	Δ%	Δ
R\$ milhões				
Receita Operacional Bruta	183,3	659,2	259,7%	475,9
Deduções	(28,0)	(80,3)	187,0%	(52,3)
Receita operacional líquida	155,3	578,9	272,8%	423,6
Custos Operacionais	(85,0)	(502,2)	490,9%	(417,2)
Despesas Operacionais	(61,2)	(54,0)	-11,7%	7,1
EBITDA	9,2	22,7	148,3%	13,6
<i>Margem EBITDA</i>	<i>5,9%</i>	<i>3,9%</i>	<i>-33,4%</i>	
(-/+) Efeito MtM (Ganhos e Perdas)	0,4	9,1	2004,1%	8,6
EBITDA Ajustado	9,6	31,8	231,7%	22,2
Depreciação e Amortização	(2,7)	(7,1)	161,3%	(4,4)
Resultado do serviço (EBIT)	6,4	15,6	142,8%	9,2
Resultado financeiro	(9,3)	(2,9)	-69,0%	6,4
Equivalencia	(0,6)	1,0	-267,8%	1,6
Tributos	(7,7)	(6,4)	-17,4%	1,3
Lucro Líquido	(11,1)	7,4	-166,9%	18,5
Lucro Líquido Ajustado	(10,8)	13,5	-224,9%	24,4

DESEMPENHO FINANCEIRO

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

O EBITDA Ajustado do período foi de R\$ 31,8 milhões.

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

SERVIÇOS PRESTADOS PELO AUDITOR INDEPENDENTE

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

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

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



Earnings Release 2Q25



EQTL B3
LISTED NM

[B]³
BRASIL
BOLSA
BALCÃO

Por você hoje.
Pelo futuro todo dia.

GRUPO
equatorial

Brasília, August 13th, 2025 – Equatorial S.A., A multi-utilities holding, operating in the Distribution, Transmission, Generation, Commercialization, Services, Sanitation and Telecom segments (B3: EQTL3; USOTC: EQUEY), announces the results for the second quarter of 2025 (2Q25).

Adjusted Consolidated EBITDA grows 32.4%, R\$ 3.2 billion in the period (vs. 2Q24)

The highlight of the quarter is the growth of Distribution Gross Margin

- **Operation Quality – DEC Reduction in 2Q25 vs 2Q24, in all group DisCos.**
- CEEE-D FEC within regulatory limits, resulting in all seven of the group's DisCos complying with the FEC regulatory limit.
- Consolidated increase on the billable energy volume + Compensated GD II and III of **4.0%**.
- **Increase in Net Generated Energy for the period of 37%**, highlighting the increase in wind generation in the quarter (+ 24%), which presented a generation equivalent to **P66**, excluding the curtailment the effects the generation was equivalent to **P44**.
- **Reduction in consolidated total losses**, being below the regulatory level for the seventh consecutive quarter.
- **Sabesp's equity pickup** reached **R\$ 312 million** in the quarter.
- **Consolidated Investments** amounted **R\$ 2.7 billion** in 2Q25.
- **Net Debt / Consolidated EBITDA** ratio, in the covenant view, ended the quarter at **3.1x**.
- **Availability and Applications** for the period reached **R\$ 10.1 billion**, with a **Availability/Short-Term Debt** ratio of **1.3x**.
- Adjusted **Net Income** of **R\$ 614 million**, **100.8% higher** than the same period of the previous year, or **R\$ 308 million**.
- **Approval by the Aneel board of directors of the renewal processes for the Maranhão and Pará concessions.**

MAIN MACROINDICATORS ¹

Financial Highlights	2Q24	2Q25	Δ%	Δ
R\$ million				
Net Operating Revenues (NOR)	10,489	12,795	22.0%	2,306
Adjusted EBITDA (Quarter)	2,428	3,214	32.4%	786
EBITDA Margin (% NOR)	23.1%	25.1%	2.0 p.p.	
Adjusted EBITDA (Last 12 months)	10,230	12,240	19.7%	2,011
Adjusted Net Income	306	614	100.8%	308
Net Income Margin (% NOR)	2.9%	4.8%	1.9 p.p.	
Investments	2,052	2,717	32.4%	665
Net Debt	35,906	45,245	26.0%	9,339
Net Debt / Adj EBITDA (Last 12 months)	3.2	3.1	-0.1x	
Cash / Short Term Debt	2.2	1.3	-0.9x	

¹ Adjusted EBITDA net of non-recurring effects and non-cash effects of VNR, IFRS and MtM.

Summary

Summary	3
CONSOLIDATED FINANCIAL PERFORMANCE	Erro! Indicador não definido.
ADJUSTED GROSS MARGIN.....	6
COSTS AND EXPENSES	7
EBITDA.....	9
FINANCIAL RESULT	11
NET INCOME.....	12
DEBT	13
INVESTMENTS	14
ESG (Environmental, Social and Governance)	15
DISTRIBUTION.....	16
COMMERCIAL PERFORMANCE	16
OPERATIONAL PERFORMANCE.....	18
FINANCIAL PERFORMANCE.....	19
GROSS MARGIN	19
OPERATING EXPENSES AND OPEX/CONSUMER.....	20
EBITDA.....	23
NON RECURRING EFFECTS	24
FINANCIAL RESULT	25
NET INCOME.....	25
INVESTMENTS	25
TRANSMISSION.....	26
FINANCIAL PERFORMANCE.....	26
RENEWABLES.....	28
OPERATIONAL PERFORMANCE	28
FINANCIAL PERFORMANCE.....	31
SANITATION.....	34
OPERATIONAL AND COMERCIAL PERFORMANCE.....	34
EQUATORIAL SERVIÇOS	36
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.

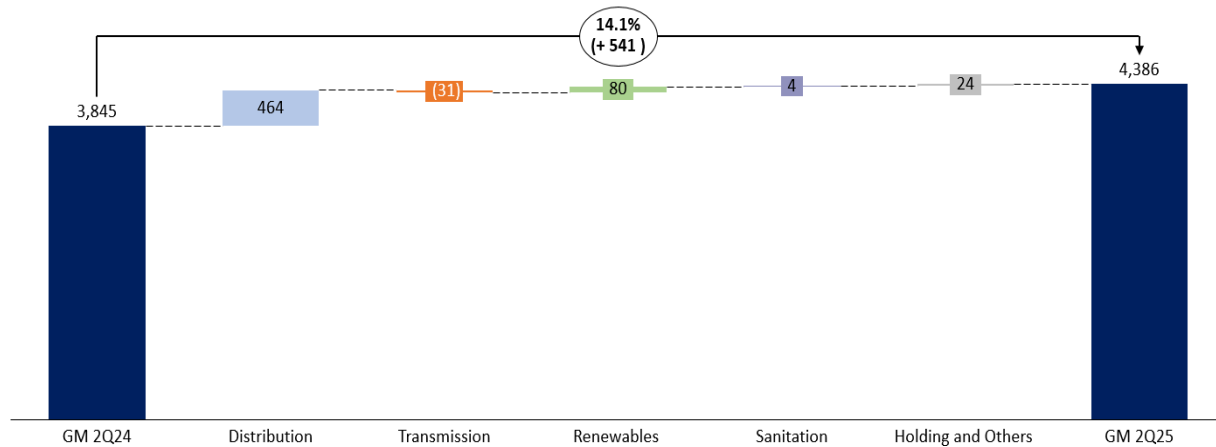
Accounting criteria adopted:

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.

CONSOLIDATED FINANCIAL PERFORMANCE

Income Statement	2Q24	2Q25	Δ%	Δ
R\$ million				
Gross Operating Revenues (GOR)	14,533	17,056	17.4%	2,523
Net Operating Revenues (NOR)	10,489	12,795	22.0%	2,306
Energy Purchase Cost	(6,350)	(8,156)	28.4%	(1,806)
Gross Profits	4,139	4,639	12.1%	500
Adjusted Gross Profits	3,845	4,387	14.1%	541
Operating Expenses	(1,367)	(1,121)	-18.0%	246
Other Operational Revenues/Expenses	(175)	26	-114.6%	201
EBITDA	2,597	3,855	48.5%	1,258
Adj. EBITDA	2,428	3,214	32.4%	786
Depreciation	(515)	(747)	45.0%	(232)
Goodwill Amortization	(143)	(143)	-0.1%	0
Equity Income Pickup	-	311	N/A	311
Service Income (EBIT)	1,939	2,965	52.9%	1,026
Financial Results	(944)	(1,424)	50.8%	(480)
Adjusted Financial Results, net	(985)	(1,405)	42.6%	(420)
EBT	995	1,541	54.9%	546
Income Tax	(299)	(251)	-16.1%	48
Minorities	(187)	(216)	15.8%	(29)
Net Income	508	1,074	111.1%	565
Net Adjusted Income	306	614	100.8%	308
Capex	2,052	2,717	32.4%	665

ADJUSTED GROSS MARGIN

On a consolidated basis, Equatorial Group's adjusted Gross Margin grew 14.1% in 2Q25 compared to 2Q24, totaling R\$ 4.4 billion, excluding the effects of construction revenue and IFRS effects (VNR, IFRS 9 and MtM).

The result is mainly explained by the increase in the gross margin in the Distribution segment (R\$ 464 million), in which there was margin increase in all DisCos, highlighting Equatorial Pará (R\$ 100 million) and Equatorial Goiás (R\$ 95 million), also the increase in the renewables gross margin (R\$ 80 million), mainly influenced by the entry into operation of solar parks (R\$ 52 million), in addition, the improvement in generation from wind assets (R\$ 28 million). It is worth mentioning that the reduction in the margin in the Transmission segment (- R\$ 31 million) is mainly due to the sale of SPE 7, the sale of which was completed in December 2024.

In this quarter, the changes in the market impacted the margin by R\$ 30 million, while tariff variation and delta losses added R\$ 233 million and R\$ 32 million, respectively. The variation in Unbilled Income was positive by R\$85 million.

Non-recurring effects was not presented on the company's gross margin.

COSTS AND EXPENSES

Operating Expenses	2Q24	Δ DisCos	Δ Transmission	Δ Renewables	Δ Others*	2Q25	Δ%	Δ
R\$ million								
(+) Personnel	312	19	(1)	(1)	3	333	6.5%	20
(+) Materials	46	5	1	3	(0)	54	17.7%	8
(+) Third Party Services	668	60	0	57	(4)	782	17.0%	113
(+) Others	124	3	-	(38)	(21)	68	-44.9%	(56)
(=) Reported PMSO	1,151	86	0	22	(22)	1,237	7.5%	86
Adjustments	(24)	-	-	-	-	(57)	133.9%	(33)
Adjusted PMSO	1,127	59	0	22	(28)	1,180	4.8%	54
(+) Total Provisions	198	16	-	-	(371)	(157)	-179.4%	(355)
(+) CCC Subvention	18	23	-	-	-	41	122.4%	23
(+) Other Operating Expenses (Revenue)	175	(187)	(1)	-	(12)	(26)	-114.6%	(201)
(+) Depreciation and Amortization	515	206	1	20	5	747	45.0%	232
Total	2,057	144	(1)	42	(400)	1,843	-10.4%	(214)
IPCA				5.35%				
IGPM				4.39%				

*Includes PPAs and Eliminations

Adjusted OPEX increased 4.8% against 2Q24, from R\$1,127 million to R\$1,180 million. Follow below the main adjusted OPEX's effects in the quarter:

- (i) Increase of R\$59 million in the Distribution segment, mainly reflecting the increase in OPEX at Equatorial Pará and CEEE-D;
- (ii) Increase of R\$ 22 million in the Renewables segment due to the entry into operation of the Ribeiro Gonçalves and Barreiras I solar parks; and
- (iii) The reduction of R\$ 28 million in other segments, caused by PPA movements between quarters and which have no cash effect.

It is important to emphasize that we presented a change in the adjusted number for 2Q24 due to the identification of provision amounts in Equatorial Goiás' PPA that were being classified under the "Other" line. The change in the result is only between lines and does not affect the EBITDA reported in the previous year. The quarter's PPAs affected the "Other" and "Provisions" line items, generating variations at the time of earnings consolidation that are presented in the "Other" column of the table.

On an adjusted view for the same assets (removing SPE 7 from 2Q24 and adjusting the expenses from Barreiras I solar complex in 2Q25), the prior year's PMSO would have been R\$1,126 million, while this year's PMSO would be R\$1,168 million, representing a variation of R\$42 million or 3.7%.

The breakdown of explanations for the movements in each segment can be found in their respective sections of the document.

The table below presents the non-recurring effects of costs and expenses, broken down by segment:

Non Recurring	Distribution	Transmission	Renewables	Sanitation	Others	2Q25 Total
Operational Costs and Expenses	52	-	5	-	-	57
Third Party Services	55	-	-	-	-	55
Others	(3)	-	5	-	-	2
Provisions	9	-	-	-	-	9
PPAs	-	-	-	-	(444)	(444)
Isolated Systems	12	-	-	-	-	12
Other operational revenues/expenses	(22)	-	-	-	-	(22)
Costs and Expenses	50	-	5	-	(444)	(388)

Below is a breakdown of non-recurring effects:

Operating Costs and Expenses:

Third Party Services

- (i) *Ramp up insourcing (PA/AL/AP): Adjustment related to the costs of training insourcing teams (R\$ 12 million).*
- (ii) *Legal fees and advisors (GO): Refers to the costs of legal proceedings concluded and covered by FUNAC (GO) (R\$ 28 million).*
- (iii) *Late/Out-of-period payments (PA): Supplier payments related to other periods (R\$11 million).*

Others

- (i) *Asset write-off (Echo): Related to corrective actions in Echo 2 parks (R\$ 5 million).*
- (ii) *Regulatory Fines (PI/CEEE) (R\$ 3 million).*

Provisions

- (i) *Effect of major renegotiations and FUNAC PDA (CEEE/GO): Effect of extraordinary renegotiations at CEEE-D (negative R\$28 million) and provisioning of PDA in the constitution of amounts receivable from FUNAC due to the termination of processes in Goiás (positive R\$37 million).*

Isolated System

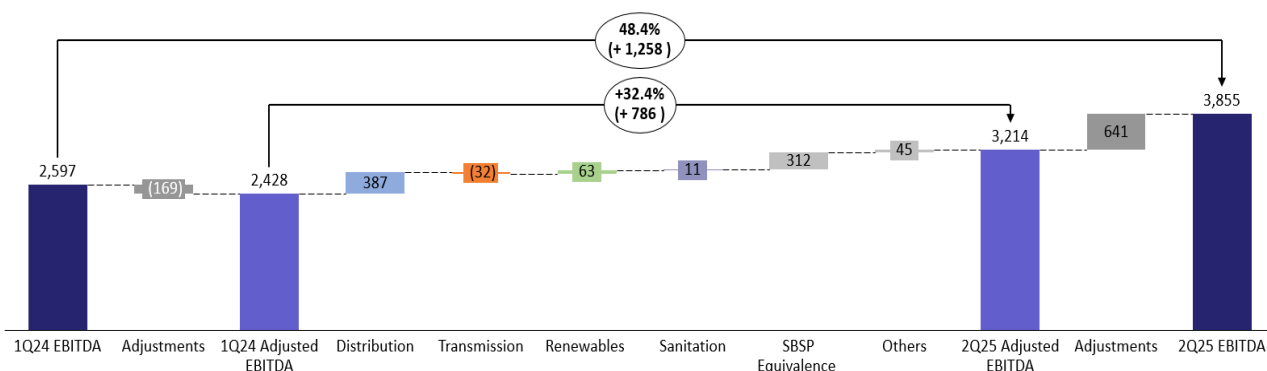
- (i) *Entry of Isolated Systems (MA): Refers to the entry of isolated systems on the islands of Maranhão. This non-recurring effect has the same value and opposite sign as the effect reported in 1Q25, creating a neutral effect on the year-to-date result (R\$ 12 million).*

PPAs

- (i) *PPAs (Consolidation): In this quarter R\$ 444 million in PPAs were recorded in the group's costs and expenses. This movement reflects the conclusion of legal proceedings previously identified during the acquisitions of the group's distribution companies, which in this quarter are mainly concentrated in the PPA of Equatorial Goiás.*

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

EBITDA



Equatorial's reported EBITDA reached R\$ 3,855 million in 2Q25, 48.5% higher than in 2Q24, which was affected by R\$ 444 million in PPA (*Purchase Price Allocation*, recognition on the parent company's balance sheet of assets or liabilities from the acquired company's balance sheet) effects. The R\$ 444 million recorded in the statutory result largely reflect the conclusion of legal proceedings of Equatorial Goiás, demonstrating the group's commitment to its contingent liabilities agenda, an important front in the continuous value generation process. The proceedings concluded in the quarter had been classified as "possible" in Equatorial Goiás and were covered by the FUNAC, with only those that resulted in a payable balance being provisioned as a liability with a corresponding entry in the distributor's assets. The effect on the consolidated result, in addition to the R\$ 444 million from PPAs, refers to the FUNAC's PDA of the constituted asset.

Adjusted EBITDA from non-recurring and non-cash effects reached R\$3,214 million, 32.4% higher than the same period of the previous year, or R\$786 million higher, this increase is mainly explained by: (i) increase in the distribution segment of R\$387 million, (ii) effect of SABESP's equity pickup of R\$312 million, and (iii) increase in the renewables segment of R\$63 million.

Adjusted EBITDA already includes non-cash and IFRS adjustments (VNR, IFRS 9 and MtM).

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

EBITDA	2Q24	2Q25	Δ%	Δ
R\$ million				
EBITDA Equatorial IFRS	2,597	3,855	48.5%	1,258
EBITDA Adjustments	(169)	(641)	279.8%	(472)
Non Recurring Adjustments	44	(388)	-990.3%	(432)
(-) IFRS 9 (Transmission)	(43)	(54)	24.7%	(11)
(-) VNR	(170)	(208)	22.5%	(38)
(-) MtM	0	9	2004.1%	9
EBITDA Equatorial (ex new assets)	2,428	3,214	32.4%	786
Adj. EBITDA - same assets	2,399	2,875	19.8%	476

In the table above, we also show the "same assets" view, adjusting for the effects of SPE 7, the Barreiras solar park and Sabesp's equity.

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

Non Recurring	Distribution	Transmission	Renewables	Sanitation	Others	2Q25 Total
Gross Margin	-	-	-	-	-	-
Operational Costs and Expenses	52	-	5	-	-	57
IFRS Adjustments (VNR/IFRS 9/MtM)	(208)	(54)	-	-	9	(253)
EBITDA Adjustments	(157)	(54)	5	-	(435)	(641)

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

FINANCIAL RESULT

Net Financial Result	2Q24	Δ Distribution	Δ Transmission	Δ Renewables	Δ Others	2Q25	Δ%	Δ
(+) Financial Income	291	87	10	12	(35)	365	25.2%	73
(+) Interest on Overdue Bills	118	42	-	0	1	161	36.4%	43
(+) Debt Charges	(1,223)	(402)	(9)	(42)	(66)	(1,742)	42.4%	(519)
(+) CVA Charges	(30)	22	-	-	-	(8)	-72.4%	22
(+) AVP - Commercial	(2)	(6)	-	-	-	(9)	262.0%	(6)
(+) Contingencies	(63)	9	-	-	-	(54)	-14.6%	9
(+) Other Income / Expenses	(34)	(30)	4	(5)	(71)	(137)	297.8%	(103)
Financial Result	(944)	(278)	5	(36)	(171)	(1,424)	50.9%	(480)
(-/+) Non-Recurring Effects	35					-		
(-/+) Non-Cash Effects	(76)					19		
Adjusted Financial Results	(985)					(1,405)	42.6%	(420)

This quarter didn't present non-recurring effects on the financial result, only the effect of the update of the call option for PN shares in Equatorial Distribuição, in the amount of (- R\$ 18.8 million), reflected in the non-cash effects line.

On a consolidated basis, the financial result reached R\$1,424 million against R\$944 million in 2Q24, while the financial result adjusted for non-recurring and non-cash effects in 2Q25 was R\$1,405 million, 42.6% higher compared to 2Q24. The financial result in the quarter is mainly impacted by the growth in gross debt between periods (+ R\$7.6 billion or 15.8%, which increased financial expenses by R\$262 million), and the increase in the CDI (2.53% in 2Q24 vs. 3.33% in 2Q25, effect of R\$224 million on financial expenses).

NET INCOME

On a consolidated basis, net income for the period was R\$1,290 million, while adjusted net income for the period was R\$ 614 million.

Consolidated Net Income	2Q24	2Q25	Δ%	Δ
Distribution	588	620	5.6%	33
Transmission	125	107	-14.4%	(18)
Echoenergia	(32)	(23)	-28.1%	9
Echo Crescimento	(23)	(41)	74.2%	(17)
Serviços	(11)	8	-167.8%	19
CSA	(49)	(47)	-4.1%	2
PPAs	105	561	432.7%	456
Holding & Others	(8)	104	-1443.5%	112
(=) Net Income	695	1,290	85.5%	595
Total Adjustments	(389)	(676)	73.6%	(286)
DisCos Adjustments	(45)	47	-205.1%	91
Renewables Adjustments	-	4	N/A	4
PPAs & Holding Adjustments	(105)	(561)	432.7%	(456)
Preferred Shares Adjustments	(76)	19	-124.8%	95
IFRS Adjustments (VNR, IFRS and MtM)	(163)	(184)	12.6%	(21)
(=) Adjusted Net Income	306	614	100.8%	308
(=) Net Income	695	1,290	85.5%	595
<i>(-) Minorities</i>	<i>(187)</i>	<i>(216)</i>	<i>15.8%</i>	<i>(29)</i>
(=) Net Income Ex Minorities	508	1,074	111.1%	565

The company's minority interests were affected by the economic rights to dividends for the current year granted to the PN shares issued by Equatorial Distribuição, and therefore do not reflect the actual economic interest in Equatorial. Since the dividend percentage for the PN shares in 2025 is lower than the economic interest, Net Income ex-Minorities would amount to R\$ 1,059.4 million, lower than the reported Net Income. This calculation considers: (i) the non-controlling interests of the group's companies, which in the quarter totaled R\$ 100.4 million, and (ii) the update of the PN's by the CDI rate, which in the quarter reached R\$ 129.9 million.

Note that adjusted net income includes non-cash adjustments related to the update of the preferred share purchase option in Equatorial Distribuição. This effect is mapped within the financial result and reflects the composition of the income adjustments.

Below we present the non-recurring and non-cash effects that impacted the company's profit:

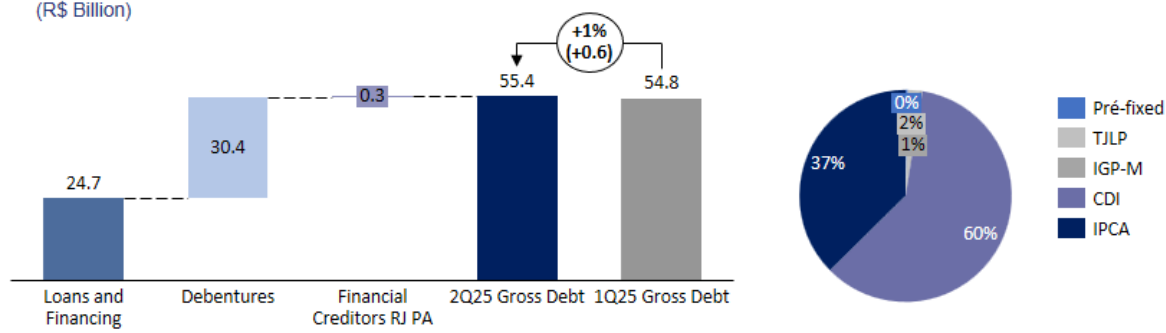
Non Recurring	Distribution	Transmission	Renewables	Sanitation	Others	2Q25 Total
EBITDA Adjustments (Margin+Costs)	73	-	5	-	(444)	(366)
Other non Operational Revenues and Expenses	(79)	-	-	-	-	(79)
Taxes	54	-	(2)	-	-	52
PPAs	-	-	-	-	(117)	(117)
Preferred Shares Adjustments - Non Cash	-	-	-	-	19	19
IFRS adjustments (VNR / IFRS 9 / MtM) net of tax	(137)	(53)	-	-	6	(184)
Total Adjustments Net Revenue	(90)	(53)	4	-	(536)	(676)

The taxes line adjusts the quarterly amount for the incidence of taxes on recurring income, and the IFRS Adjustments line includes non-cash effects already net of taxes.

DEBT

In the quarter, consolidated gross debt, considering loans and financing, financial creditors from the judicial recovery (net of adjustment to present value) and debentures, reached R\$55.4 billion. For a more detailed breakdown of the debt, visit the IR website, in the section: Financial Information – Operational and Financial Data.

Build-up - Debt
(R\$ Billion)



Build-up Net Debt / EBITDA*
Covenants View

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

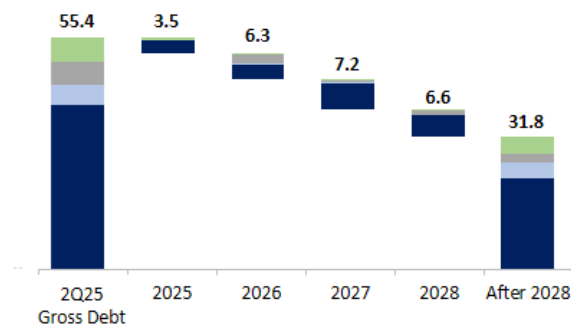
Build-up Covenants	
Gross Debt	55,4
(-) Covenants Adjustments	0,0
(-) Availability	10,1
Net Debt	45,3
EBITDA Covenants	14,6
Net Debt / EBITDA	3,1

Deadline and Average Cost

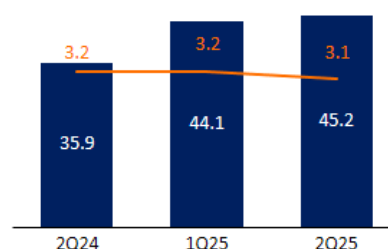
5.5 years / 12.29% p.A.

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

Amortization Schedule
(R\$ Bi)



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



Net debt for covenant purposes reached R\$ 45.3 billion, implying a net debt/EBITDA ratio for covenant purposes of 3.1x. The opening of the covenant table presents Equatorial's EBITDA, in addition to the equity of the 15% stake in SABESP, both referring to the last 12 months and from a covenant perspective.

In the last 12 months, the portion of the group's debt indexed to the CDI recorded a cost of 13.3% per year, or CDI + 1.03% per year, while the portion of the debt indexed to the IPCA recorded an average cost of 10.62% per year, or IPCA + 5.04% per year.

Cash coverage of the Company's short-term obligations was 1.3x in 2Q25.

INVESTMENTS

Investments	2Q24	2Q25	Δ%	Δ
R\$ million				
Distribution	1,918	2,674	39%	757
Electrical Assets	1,523	2,101	38%	577
Special Obligations	220	430	95%	210
Non-Electrical Assets	174	144	-17%	-30
Transmission	2	13	639%	11
Renewables	85	11	-87%	-74
Sanitation	38	13	-66%	-25
Others	10	6	-38%	-4
Total Equatorial	2,052	2,717	32%	665

Information regarding Investments made considers 100% of our assets in the reported periods. New assets are considered based on their respective consolidations.

In 2Q25, consolidated investments totaled R\$ 2.7 billion, a volume 32% higher than that recorded in 2Q24.

The variation in investments between quarters reflects the increase in the volume invested in the distribution segment, especially in the electrical assets line, due to investments in expansion, quality and losses, while the increase in special obligations is due to the greater number of works aimed at universalization.

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

ESG (Environmental, Social and Governance)

In April 2025, the Equatorial Group released its 2024 Sustainability Report, providing consolidated data on its commitments and results in environmental, social, and governance areas. Highlights include the Company's inclusion in the Corporate Sustainability Index (ISE B3), a B score from the CDP (Carbon Disclosure Project), and a significant increase in the use of ethanol in its administrative fleet, up 446% compared to 2023.

The Company's social front also recorded significant progress during the period through the Equatorial Institute, responsible for consolidating and implementing social projects in the regions where the Group operates. Highlights include the Energia Feminina project Business Fairs, held in Belém (PA), and Teresina (PI), which brought together 110 entrepreneurial exhibitors and over 1,700 visitors. The fairs generated approximately R\$ 21.4 thousand in revenue, promoting productive inclusion and the economic strengthening of vulnerable women, who benefit from the Company's technical support and seed capital.

On the educational and socioeconomic development front, the Equatorial Institute expanded its activities with initiatives focused on inclusion and opportunity generation. In partnership with the Roberto Marinho Foundation, it launched a new edition of the SEJA course, a free online training program for young people and adults seeking certification in elementary and secondary education. During the same period, the Institute strengthened its efforts to foster entrepreneurship with the opening of three new Casa Prospera units in Goiás, Piauí, and Rio Grande do Sul, offering coworking facilities, training, and specialized consulting. Additionally, it completed the Plano Favela 3D, developed in partnership with Gerando Falcões, promoting structural actions and coordination with public policies that directly benefited 770 families in communities in Maceió (AL), and Goiânia (GO).

In addition to these initiatives, the launch of the new Customer Journey cycle is a strategic initiative aimed at promoting cross-functional alignment across the Company's departments around a common purpose: improving customer experience. The initiative mobilized leaders and teams in structured sessions of active listening, insight sharing, and collaborative solution development, aiming to understand customer demands and guide internal practices to meet their needs and expectations.

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

ESG Indicators	Measurements	2Q24	2Q25	Δ%
Environmental				
Consumption of Renewable Fuels in the Administrative Fleet	L	171,539	247,808	44.5%
SF6 Emission Intensity	tCO ₂ eq/GWh	0.05	0.03	-32.3%
# of Connections in Remote Areas via SIGFI (Individual Electric Power Generation System with Intermittent Source)	#	3,231	3,230	0.0%
Investments in R&D and Energy Efficiency in the Environment	R\$ thou	830	28,642	3350.8%
Social				
% of Women in the Equatorial Energia Group	%	36.0%	33.0%	-3p.p.
% of Women in Leadership Positions x Total Leaders	%	22.0%	23.0%	1p.p.
% of Blacks in Leadership Positions x Total Leaders	%	7.0%	8.0%	1p.p.
% de Local Suppliers	%	43.0%	46.2%	3.2p.p.
Social Investments	R\$ thou	10,253	7,029	-31.4%
TF Own	#	4	125	3025.0%
TF Third Party Employees	#	1,563	209	-86.6%
Number of employee deaths (own + third parties)	#	6	0	-100.0%
Número de Acidentes com a População	#	4	0	-100.0%
Number of Consumer Units (CUs) benefiting from the Social Electricity Tariff (TSEE)	# thou	4,317	4,457	3.2%
Governance				
% of Independent Directors ¹	%	100.0%	87.5%	-12.5p.p.
% of Women on the Board	%	14.0%	14.0%	0.0%
% of Employees Trained on the Integrity Track	%	62.0%	98.0%	58.1%
Cases Registered on the Ethics Channel	#	136	247	81.6%

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

DISTRIBUTION

COMMERCIAL PERFORMANCE

Operational Data		2Q 24								2Q 25							
	Measurement	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total
SIN Injected Energy	GWh	2,430	3,592	1,241	1,295	2,224	482	4,607	15,870	2,491	3,673	1,278	1,288	2,322	441	4,338	15,830
Isolated Systems	GWh	1	70	-	-	-	14	-	85	0	76	0	0	-	14	-	90
Distributed Generation Injected Energy	GWh	166	232	177	100	66	16	402	1,160	232	354	242	174	114	31	718	1,865
Total Injected Energy	GWh	2,596	3,894	1,417	1,395	2,291	513	5,008	17,114	2,723	4,103	1,520	1,463	2,436	486	5,056	17,786
Total Var. %	%									4.9%	5.4%	7.2%	4.9%	6.4%	-5.3%	0.9%	3.9%
Residencial - conventional	GWh	740	770	306	311	684	102	1,358	4,271	718	759	309	311	716	103	1,330	4,247
Residencial - low income	GWh	436	447	202	181	105	87	247	1,706	432	445	200	189	129	79	254	1,727
Industrial	GWh	31	72	18	22	47	9	90	289	25	47	14	18	43	7	67	220
Commercial	GWh	155	319	127	127	313	61	447	1,549	132	269	109	113	313	49	374	1,359
Others	GWh	409	409	230	194	256	41	814	2,353	407	397	240	169	251	43	791	2,298
Captive Consumers	GWh	1,770	2,018	882	836	1,406	300	2,956	10,168	1,714	1,917	872	799	1,452	281	2,817	9,851
Industrial	GWh	100	293	39	168	276	2	947	1,826	121	389	45	181	312	6	980	2,034
Commercial	GWh	136	232	64	80	191	16	189	908	154	276	79	93	232	21	236	1,090
Others	GWh	8	33	18	12	42	4	48	166	12	38	21	41	67	4	58	241
Free Consumers	GWh	244	558	122	261	509	22	1,185	2,900	288	703	144	315	612	31	1,274	3,366
Connection - Others DisCos	GWh	2	4	44	4	16	0	3	73	4	8	48	4	17	0	1	82
Billed Energy	GWh	2,016	2,580	1,048	1,101	1,931	322	4,144	13,141	2,006	2,628	1,065	1,117	2,081	311	4,091	13,300
Var. %	%									-0.5%	1.9%	1.6%	1.5%	7.8%	-3.2%	-1.3%	1.2%
SCEE* - GDII + GD III	GWh	30	22	33	20	4	-	58	167	68	130	70	47	25	17	184	540
Billed Energy	GWh	2,046	2,602	1,081	1,121	1,934	322	4,202	13,308	2,074	2,758	1,134	1,164	2,105	328	4,275	13,839
<i>Δ Billed + Compensated (%)</i>										1.4%	6.0%	4.9%	3.9%	8.8%	2.0%	1.7%	4.0%
SCEE - GDI	GWh	110	172	104	64	77	14	271	811	120	152	117	81	87	8	322	887
Distributed Energy	GWh	2,155	2,774	1,185	1,185	2,011	335	4,474	14,120	2,194	2,910	1,251	1,246	2,192	337	4,597	14,727
Var. %	%	-								1.8%	4.9%	5.6%	5.1%	9.0%	0.4%	2.8%	4.3%
# Of Consumers	Thousand	2,768	3,114	1,527	1,371	1,703	229	3,392	14,103	2,820	3,064	1,558	1,403	1,978	264	3,479	14,568
Var. %	%									1.9%	-1.6%	2.1%	2.4%	16.2%	15.4%	2.6%	3.3%

*Compensated energy (SCEE) is the energy delivered and compensated for by the consumer's injection. In GD I, there is no charge; in GD II and III, grid usage is charged.

* The reduction in the number of customers in Pará is due to the periodic billing of SIGRI (Individual Electricity Generation System with Intermittent Source) customers, which in 2Q24 were billed in June (63 thousand customers), and which this year were billed in April, and therefore were not counted in the number of customers reported for the quarter.

LOSSES (12 months)

Dis Cos	2Q24	1Q25	2Q25	Regulatory 2Q25 LTM	Δ 2Q24	Δ 1Q25	Δ Regulatory	Regulatory 2Q25 Approved
<u>Consolidated</u>	18.2%	17.5%	17.4%	18.3%	-0.7%	-0.1%	-0.9%	18.4%
Equatorial Maranhão	17.9%	17.7%	18.3%	17.5%	0.4%	0.6%	0.8%	17.5%
Equatorial Pará	27.4%	28.5%	28.6%	28.5%	1.2%	0.1%	0.1%	28.5%
Equatorial Piauí	17.8%	17.1%	17.4%	19.5%	-0.4%	0.3%	-2.2%	19.5%
Equatorial Alagoas ²	18.2%	16.2%	16.2%	17.7%	-2.0%	-0.1%	-1.6%	17.6%
CEEE-D	13.4%	12.6%	12.1%	11.3%	-1.3%	-0.5%	0.7%	11.4%
CEA ¹	37.3%	32.3%	31.4%	33.7%	-5.9%	-1.0%	-2.3%	33.7%
Equatorial Goiás	11.6%	10.1%	9.7%	12.5%	-1.9%	-0.4%	-2.8%	12.5%

¹ Regarding the tariff coverage for the purchase of energy from CEA it is worth highlighting that in addition to the usual value implicit in the level of regulatory losses, in REH 3,430, of December 10, 2024, Aneel approved the additional amount of R\$ 69,8 million, to be received in 12 installments, referring to the sole paragraph of art. 4º b of Law 12,111, of December 9, 2009. This complementary mechanism, provided for by law, is extinguished in the 2026 tariff process, and the associated amount of energy is gradually reduced by 25% each year.

² The approved regulatory limit for Equatorial Alagoas, following the methodology approved in CP 009/2024, is 18.6%. The values in the table will be updated using the new methodology after the criteria are updated for all of the group's distributors.

The operational information was disclosed in the company's operational release.

To access the document, [click here](#).

CONTRACTING PERCENTAGE (12 months)

Below, we present the expected level of contracting by distributors for the year 2025, with and without adjustments resulting from involuntary over-contracting.

2025	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO
% of contraction	102.32%	104.56%	102.21%	107.16%	103.60%	120.06%	106.90%
% disconsidering involuntary	102.32%	104.56%	102.21%	103.94%	103.60%	100.00%	103.97%

PDA and COLLECTION - QUARTER

PDA / GOR ¹	2Q24	2Q25	2Q25 Adj.	Δ	Δ Adj.	Collection Index	2Q24	2Q25	Δ
Equatorial Maranhão	1.59%	1.05%	1.05%	-0.55 p.p.	-0.55 p.p.	Equatorial Maranhão	98.70%	97.55%	-1.15 p.p.
Equatorial Pará	2.08%	2.43%	2.43%	0.35 p.p.	0.35 p.p.	Equatorial Pará	95.80%	95.04%	-0.76 p.p.
Equatorial Piauí	1.67%	1.49%	1.49%	-0.18 p.p.	-0.18 p.p.	Equatorial Piauí	100.40%	100.14%	-0.26 p.p.
Equatorial Alagoas	0.70%	1.16%	1.16%	0.46 p.p.	0.46 p.p.	Equatorial Alagoas	98.10%	99.35%	1.25 p.p.
CEEE-D	2.76%	0.17%	1.77%	-2.59 p.p.	-0.99 p.p.	CEEE-D	97.70%	99.90%	2.2 p.p.
CEA	0.55%	1.20%	1.20%	0.65 p.p.	0.65 p.p.	CEA	98.00%	99.49%	1.49 p.p.
Equatorial Goiás	0.56%	0.33%	0.33%	-0.23 p.p.	-0.23 p.p.	Equatorial Goiás	100.00%	98.90%	-1.1 p.p.
Consolidated	1.47%	1.10%	1.32%	-0.37 p.p.	-0.16 p.p.	Consolidated	98.40%	98.09%	-0.31 p.p.

¹ Does not consider construction revenues.

On a consolidated basis, the group's PDA reached 1.10% of the GOR, while in an adjusted vision the PDA/GOR reached 1.32% against 1.47% in 2Q24. The adjustment in the quarter happened in CEEE-D, and is referred to main renegotiations carried out in the quarter.

The improvement is mainly a reflection of the performance of CEEE-D, which has the comparative effect of the quarter impacted by the climate events and state of emergency that affected the Rio Grande do Sul in 2Q24. The main effects that impacted the distributors' PDA line are set out in the costs and expenses section.

The companies' revenues ended the quarter at a consolidated level of 98.1%, with a highlight on the revenue level of Equatorial Goiás (100.1%).

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

DisCos	2Q24	1Q25	2Q25	Regulatory	Δ 2Q24	Δ 1Q25	Δ Regulatory
DEC							
Equatorial Maranhão	14.2	12.5	12.6	13.8	-1.6	0.1	-1.2
Equatorial Pará	18.2	18.9	18.1	21.5	-0.1	-0.8	-3.4
Equatorial Piauí	24.3	18.1	16.7	19.2	-7.6	-1.3	-2.5
Equatorial Alagoas	17.7	17.9	16.8	14.8	-0.9	-1.1	2.0
CEEE-D	19.1	15.7	14.0	8.2	-5.2	-1.7	5.7
CEA	34.4	33.5	30.5	46.0	-3.9	-3.0	-15.5
Equatorial Goiás	20.1	14.9	14.8	11.2	-5.3	-0.1	3.6
FEC							
Equatorial Maranhão	6.1	5.3	5.3	7.9	-0.8	0.1	-2.6
Equatorial Pará	8.0	7.6	7.4	15.8	-0.6	-0.2	-8.4
Equatorial Piauí	8.4	6.4	6.2	12.2	-2.2	-0.1	-6.0
Equatorial Alagoas	6.9	6.1	6.0	11.8	-0.9	-0.1	-5.9
CEEE-D	7.4	6.3	5.7	5.8	-1.7	-0.6	-0.1
CEA	14.4	14.2	13.2	30.7	-1.2	-1.0	-17.5
Equatorial Goiás	10.0	7.1	6.9	7.4	-3.1	-0.2	-0.5

The quality level of the distribution system is measured by the DEC² and FEC³, both over a 12-month period.

In this quarter, we presented a reduction in DEC in all of the group's distributors compared to 2Q24, with emphasis on the significant reductions at Equatorial Piauí (-7.6h), Equatorial Goiás (-5.3h), CEEE-D (-5.2h) and CEA (-3.9h).

Compared to 1Q25, we saw reductions of more than one hour in 4 of the group's 7 DisCos.

It is important to highlight that in this quarter CEEE-D is within the FEC regulatory limit, now all distributors in the group are now classified within the FEC regulatory limit.

The decrease in the Discos reflects the maintenance process, as well as the investments made during the period.

Currently, four of seven Equatorial's concessions are within the DEC's regulatory limit.

² Equivalent Duration of Interruption per Consumer - indicates the average duration of interruptions, in hours per customer per period

³ Equivalent Frequency of Interruption per Consumer – indicates the frequency of supply interruptions, in number of interruptions per customer per period

FINANCIAL PERFORMANCE

GROSS MARGIN

Operating Revenue	2Q24								2Q25								Δ%
R\$ million	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total	Total
(+) Gross Supply Revenue	1,487	2,287	868	790	1,055	260	2,422	9,169	1,526	2,285	887	762	1,164	288	2,528	9,440	3%
Unbilled Income	(18)	10	(13)	(24)	(41)	3	(23)	(108)	33	46	12	(9)	(72)	4	(35)	(21)	-80%
(+) Demand Excess / Reactive Surplus	(5)	(14)	(4)	(3)	(9)	(1)	(19)	(54)	(5)	(12)	(3)	(4)	(9)	(1)	(22)	(56)	3%
(+) Other Revenues (R\$ MM)	263	616	158	194	263	113	479	2,086	404	668	194	217	336	77	594	2,490	19%
Low Income Subsidy	92	120	55	51	16	10	44	388	91	121	52	49	19	11	49	392	1%
CDE Subvention	38	162	25	58	46	49	89	487	62	230	55	61	55	33	149	645	38%
Grid Usage	55	149	37	63	168	10	256	727	69	172	41	70	210	17	303	882	21%
Financial Asset Update	26	109	2	(4)	4	16	16	170	115	57	3	2	9	1	21	208	23%
Financial Asset Write-off	6	8	3	3	5	1	-	25	29	32	15	13	5	9	0	102	306%
Late Payment Fine	16	24	9	8	5	0	22	84	15	22	9	8	10	3	23	91	8%
(+) Other Operating Revenues / Expenses	30	45	26	16	29	26	52	225	24	34	19	12	29	3	50	170	-24%
Mutual Use	15	21	9	6	27	2	28	108	14	21	8	6	25	2	32	107	-1%
(+) Supply (R\$ MM)	4	9	3	5	26	8	36	90	10	50	15	25	22	34	65	221	144%
(+) Parcel A Revenue (R\$ MM)	23	(50)	26	(38)	177	101	258	495	65	42	46	28	226	37	471	915	85%
(+) Construction Revenue	290	563	197	132	213	84	480	1,959	303	856	224	179	302	102	708	2,674	37%
(=) Gross Operating Revenue	2,063	3,411	1,248	1,078	1,725	565	3,656	13,745	2,305	3,889	1,363	1,207	2,040	537	4,343	15,685	14%
Deductions from Operating Revenue	(583)	(834)	(355)	(343)	(562)	(143)	(1,149)	(3,968)	(619)	(877)	(352)	(309)	(634)	(113)	(1,223)	(4,127)	4%
PIS and COFINS	(483)	(651)	(269)	(236)	(333)	(70)	(710)	(2,733)	(499)	(714)	(284)	(241)	(418)	(91)	(787)	(3,038)	11%
Quality/Indicator Compensations	(7)	(8)	(10)	(5)	(20)	(4)	(58)	(112)	(8)	(11)	(8)	(7)	(10)	(3)	(40)	(87)	-22%
Consumer Charges	(113)	(174)	(78)	(101)	(209)	(69)	(381)	(1,123)	(112)	(152)	(60)	(61)	(206)	(18)	(396)	(1,004)	-11%
(=) Net Operating Revenue	1,481	2,577	892	735	1,163	422	2,507	9,777	1,686	3,013	1,011	898	1,406	425	3,120	11,558	18%
(-) Construction Revenue	(290)	(563)	(197)	(132)	(213)	(84)	(480)	(1,959)	(303)	(856)	(224)	(179)	(302)	(102)	(708)	(2,674)	37%
(=) Net Operating Revenue w/o Construction Rev.	1,190	2,014	696	604	950	338	2,027	7,818	1,383	2,157	787	719	1,104	323	2,412	8,884	14%
(-) Energy Purchase and Transmission	(630)	(946)	(361)	(328)	(697)	(138)	(1,159)	(4,259)	(664)	(1,041)	(392)	(374)	(797)	(162)	(1,445)	(4,903)	15%
(=) Gross Margin	560	1,067	335	276	252	200	868	3,559	689	1,116	395	343	307	161	967	3,980	12%
(+) Non Recurring Adjustments	-	-	-	-	-	(81)	-	(81)	-	-	-	-	-	-	-	-	-100%
(-) VNR	(26)	(109)	(2)	4	(4)	(16)	(16)	(170)	(115)	(57)	(3)	(2)	(9)	(1)	(21)	(208)	23%
(=) Adjusted Gross Margin (ex-VNR)	534	959	333	280	248	102	852	3,308	574	1,059	392	343	299	160	946	3,772	14%
Δ% Adjusted Gross Margin									7.4%	10.4%	17.5%	22.4%	20.2%	66.3%	11.1%	14.0%	

In 2Q25, the Gross Margin adjusted for non-recurring and non-cash effects of the distributors reached R\$3.8 billion, 14% higher than the same period of the previous year, or R\$ 464.2 million.

OPERATING EXPENSES AND OPEX/CONSUMER

Operating Expenses	2Q 24								2Q 25								Δ%
R\$ million	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total	Total
Personnel	59	49	22	20	38	9	38	234	44	57	25	25	33	14	54	253	8%
Material	6	4	2	5	5	1	19	41	5	7	2	5	5	2	19	45	11%
Third Party Services	115	120	66	48	83	21	238	690	107	151	69	45	116	21	243	751	9%
Others	7	4	2	2	12	2	5	34	10	6	6	4	2	1	7	37	8%
PMSO	187	177	92	74	138	33	299	999	166	221	103	79	156	38	322	1,086	9%
Others Adjustments	(2)	-	-	(7)	-	-	(15)	(24)	-	(22)	(3)	(4)	6	(5)	(24)	(52)	112%
Adjusted PMSO	184	177	92	67	138	33	284	975	166	199	100	76	161	32	299	1,034	6%
PDA and Losses	28	59	18	7	42	3	18	174	21	74	17	12	3	5	12	144	-17%
% PDA/GOR (w/o Construction Revenues)	1.6%	2.1%	1.7%	0.7%	2.8%	0.6%	0.6%	1.5%	1.0%	2.4%	1.5%	1.2%	0.2%	1.2%	0.3%	1.1%	
% Adj. PDA/GOR (w/o Construction Revenues)	1.6%	2.1%	1.7%	0.7%	2.8%	0.6%	0.6%	1.5%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	
Provision for Contingencies	4	3	2	3	10	1	11	34	4	3	2	3	22	0	18	53	58%
FUNAC Provisions	-	-	-	-	-	-	41	41	-	-	-	-	-	-	67	67	66%
Provisions	32	62	19	10	51	4	70	248	25	77	19	15	25	5	97	264	7%
CCC Subvention	-	15	-	-	-	4	-	18	12	25	-	-	-	4	-	41	122%
Other Operating Expenses (Revenues)	25	30	5	(8)	51	1	61	165	(22)	17	4	9	10	6	(46)	(22)	-113%
Depreciation and Amortization	72	121	41	31	35	(2)	157	456	91	223	46	35	67	16	185	662	45%
Manageable Expenses	316	404	157	107	276	39	587	1,886	272	563	172	139	257	68	559	2,031	8%
Adjusted OPEX/Consumer (12m)	252	227	241	206	338	597	345	279	247	242	251	218	309	528	349	281	
Δ% OpeX per Consumer	-1.9%	6.2%	4.1%	5.6%	-8.4%	-11.6%	1.2%	0.8%									

MARANHÃO

In the comparison between quarters, the Adjusted OPEX/Consumer, in the 12-month view, decrease 1.9%, totaling R\$ 247. The adjusted OPEX for the period totaled R\$ 166 million, 9.7% below the same period of the previous year, or less R\$ 17.9 million.

The quarter's reduction comes mainly from the **Personnel** line due to the greater sharing of employees with other companies of the group, in addition to the reduction in the **Third-Party Services** line, which is explained by the lower expense with on-call teams in the quarter, due to the reduction in contract price and the lower volume of unfounded services.

Expected Losses on Doubtful Loans (**PDA**) reached R\$ 21 million in 2Q25, a reduction of 26% vs 2Q24 and representing 1.0% of the GOR. The quarterly reduction reflects the greater effectiveness of the collection teams and the renegotiations carried out with the government during the quarter.

PARÁ

In 2Q25, Adjusted OPEX/Consumer (12 months) recorded R\$ 242, 6.2% higher than the 2Q24. The quarter OPEX/Consumer is affected by the variation in the number of SIGFI (Individual Intermittent Power Generation System) whose billing is carried out periodically and which in 2Q24 had their accounting carried out in June, adding 102,000 consumer units, and this quarter added only 1,000 consumer units. Adjusting the number of consumers to exclude the variation in SIGFI customers, the OPEX/Consumer would be R\$235.2 in 2Q24 and R\$241.6 in 2Q24, with a change of 2.7% between quarters, below the inflation recorded in the period.

The adjusted OPEX reached R\$ 199 million, 12.9% higher than the 2Q24, or R\$ 22.7 million.

The increase in OPEX in the quarter comes mainly from the **Third-Party Services** line (+R\$ 9.5 million), due to price adjustments and higher field service volume, in addition to the higher amount of service to commercial customers and call center expenses, and **Personnel** (+R\$ 7.9 million), due to the increase in headcount for insourcing. The increase in **Material** and **Other** (R\$ 3.0 million and R\$ 2.7 million, respectively), reflect the higher acquisition of materials in the period and the increase in advertising expenses between quarters.

In 2Q25, **PDA** reached R\$ 74 million, 24.4% higher than in 2Q24, representing 2.4% of GOR. The increase in PDA in the period is mainly due to the aging of government invoices.

PIAUI

Adjusted OPEX/Consumer (12 months) was R\$ 251, an increase of 4.1% compared to 2Q24. In line with the inflation period. Adjusted OPEX for the quarter increased by 9.0%, or R\$ 8 million, when compared to the same period from last year.

The variation in the **Personnel** line (+R\$ 3.6 million) in the Period is due to salary adjustments between periods, higher headcount and higher expenses with long-term incentives, while the **Third-Party Services** line (+R\$ 3.0 million) is impacted by the increase in court and collection services, in addition to the higher expense in the quarter with legal fees.

The PDA for the quarter was R\$ 17 million, 1.5% of the ROB. The improvement between quarters was driven by the renegotiations carried out during the period.

ALAGOAS

Adjusted OPEX/Consumer (12 months) recorded R\$ 218, 5.6% higher than 2Q24, while adjusted OPEX showed an increase of 13.1%, or R\$ 9 million.

The **Personnel** line, which varied by R\$ 5.6 million, is explained by the increase in headcount for insourcing. The variations in the **Materials** (+R\$ 2.6 million) and **Others** (+R\$ 2.6 million) lines are a result of the increased acquisition of materials for insourced teams and the higher donation to the Equatorial Institute. They were partially offset by the reduction in the **Third-Party Services** line (-R\$ 2.1 million), which tends to decline as the insourcing process reaches greater maturity.

In Alagoas, Provision for Doubtful Accounts (**PDA**) for the quarter reached R\$ 12 million, 1.2% of the GOR.

CEEE-D

The Adjusted OPEX/Consumer (12 months) recorded R\$ 309, a reduction of 8.4%. The adjusted OPEX for the period showed an increase of 17.1%.

The increase in OPEX during the period comes mainly from the **Third Party Services** line with additional mobilization of teams for on-call and emergencies, in addition to the greater amount of services aimed at strip cleaning, pruning and services aimed at collection and billing.

The **PDA/GOR** for the period reached 0.2%, or R\$3 million. Adjusting the PDA for the non-recurring renegotiations of the quarter (R\$22.4 million), the PDA/GOR would be 1.8%.

CEA

Adjusted OPEX/Consumer (12 months) was R\$528, 11.6% lower than the same period last year. CEA's adjusted OPEX was R\$32 million, 2.7% lower than 2Q24.

In 2Q24, **PDA** reached R\$5 million and represents 1.2% of the GOR.

GOIÁS

Adjusted OPEX/Consumer (12 months) was R\$ **349 MILLION IN 2Q25, 1.2% HIGHER** than in 2Q24. Adjusted OPEX was R\$ **299 million, WITH GROWTH OF 5.2% IN LINE WITH INFLATION FOR THE PERIOD.**

In 2Q25, **PDA** recorded a negative R\$ 12 million in the quarter, or 0.3% of the GOR.

EBITDA

EBITDA	2Q24								2Q25								Δ%
R\$ million	MA	PA	PI	AL	CEEE-D	CEA	GO	Total	MA	PA	PI	AL	CEEE-D	CEA	GO	Total	Total
(+) Net Income	151	484	66	100	(216)	96	(94)	588	276	361	96	106	(235)	12	5	620	5.6%
(+) Income Tax / Social Contribution	35	102	33	30	-	-	12	212	40	64	41	34	-	8	(9)	178	-16.2%
(+) Net Financial Result	59	78	78	39	193	65	362	874	101	128	86	66	285	73	412	1,152	31.9%
(+) Depreciation & Amortization	72	121	41	31	35	(2)	157	456	91	223	46	35	67	16	185	662	45.3%
(=) EBITDA IFRS (CVM)*	316	784	219	200	12	159	438	2,129	508	776	269	242	117	109	593	2,612	23%
Total Adjustments	1	(78)	3	3	47	(97)	60	(62)	(126)	(18)	4	10	(33)	10	(6)	(157)	155.6%
(+) Other Operating Revenues / Expenses	25	30	5	(8)	51	1	61	165	(22)	17	4	9	10	6	(46)	(22)	-113.4%
(+) Gross Margin Impacts	-	-	-	-	-	(81)	-	(81)	-	-	-	-	-	-	-	-	-100.0%
(+) Isolated Systems	-	-	-	-	-	-	-	-	12	-	-	-	-	-	-	12	N/A
(+) PMSO Adjustments	2	-	-	7	-	-	15	24	-	22	3	4	(6)	5	24	52	112.0%
(+) Provisions Adjustments	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(28)	-	37	9	N/A
(+) VNR	(26)	(109)	(2)	4	(4)	(16)	(16)	(170)	(115)	(57)	(3)	(2)	(9)	(1)	(21)	(208)	22.5%
Adjusted IFRS EBITDA	318	706	222	203	59	62	498	2,067	382	758	273	252	84	119	587	2,454	19%
Δ%									20.3%	7.4%	23.2%	23.9%	41.7%	92.4%	17.9%	18.7%	

*Calculated in accordance with CVM instruction 527/12 - Calculated EBITDA here is not the same used for covenants

MARANHÃO

In 2Q25, EBITDA adjusted for VNR and non-recurring effects reached R\$ 382 million, 20.3% higher than 2Q24, or R\$ 64.4 million.

The adjusted gross margin for the quarter grew R\$ 39.6 million, influenced by the increase in the parcel B tariff between quarters, while the adjusted OPEX for the period showed a reduction of R\$17.9 million.

Provisions and contingencies presented an improvement of R\$ 7.3 million in the period.

PARÁ

Adjusted EBITDA for VNR and non-recurring effects from Pará reached R\$ 757.6 million, an increase of 7.4%, or R\$ 51.4 million.

Gross margin for the period increased R\$ 100.2 million, due to the billed market increase (R\$ 20 million), the positive variation in parcel-B tariff (R\$ 29 million) and Unbilled Income (R\$ 36 million). The adjusted OPEX and expenses with isolated systems for the period increased R\$ 22.7 million and R\$ 10.3 million, respectively.

The provisions line for the period showed a deterioration of R\$15.2 million between quarters.

PIAUI

In Piauí, EBITDA adjusted for non-recurring and non-cash effects reached R\$ 273 million, 23.2% higher, or R\$ 51.4 million, when compared to the same period of the previous year.

The gross margin for the period increased by R\$ 59.2 million, due to the higher parcel-B tariff (R\$ 30 million) and the variation in Unbilled Income (R\$ 26 million), while the adjusted OPEX for the period increased by R\$8.3 million.

The line of PDA and contingencies remained in line with 2Q24.

ALAGOAS

Adjusted EBITDA for VNR and non-recurring effects from Alagoas reached R\$ 253 million, R\$ 49 million higher than 2Q24, or 23.9%.

The gross margin for the period increased by R\$ 62.9 million, due to Unbilled Income (R\$ 15 million), the higher parcel-B tariff (R\$ 11 million), the improvement in losses in the period (R\$ 10 million) and other effects, which were partially offset by the increase in OPEX (R\$ 9 million) and the PDA and Contingencies line (R\$ 5 million).

CEEE-D

EBITDA adjusted for non-recurring effects and VNR for Rio Grande do Sul reached R\$ 84 million in the quarter, 41.7% higher than 2Q24, or R\$ 24.7 million.

CEEE-D's gross margin grew by R\$50.1 million, driven by market growth (R\$ 23 million), parcel-B tariff (R\$ 23 million), and loss reductions (R\$ 17 million). It is worth mentioning that 2Q24 was impacted by extreme weather events, which negatively impacted last year's results.

The OPEX for the period showed an increase of R\$ 23.5 million, while provisions and contingencies for the period were in line with the previous year.

CEA

Adjusted EBITDA reached R\$ 119 million, 92.4% higher than the same period of the previous year, or R\$ 57.2 million.

CEA's gross margin grew by R\$ 57.7 million, reflecting the increase in the parcel-B tariff between periods.

OPEX, provisions and contingencies and isolated systems expenses lines were R\$ 0.9 million, R\$ -1.5 million and R\$ 0.2 million, respectively.

GOIÁS

Adjusted EBITDA for non-recurring effects and VNR reached R\$ 587 million, 17.9% higher than the same period of the previous year.

The increase in margin (R\$ 94.6 million), reflects the improvement in losses in the period and the increase in the parcel-B tariff. The adjusted OPEX for the period increased by R\$ 14.7 million, and PDA and provisions increased by R\$ 9.1 million.

NON RECURRING EFFECTS

Non Recurring	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	2Q25 Total
Gross Margin	-	-	-	-	-	-	-	-
Operational Costs and Expenses	-	22	3	4	(6)	5	24	52
Third Party Services	-	22	-	4	-	5	24	55
Others	-	-	3	-	(6)	-	-	(3)
Provisions	-	-	-	-	(28)	-	37	9
Isolated Systems	12	-	-	-	-	-	-	12
Other operational revenues/expenses	(22)	17	4	9	10	6	(46)	(22)
Costs and Expenses	-	22	3	4	(33)	5	61	61
VNR	(115)	(57)	(3)	(2)	(9)	(1)	(21)	(208)
EBITDA Adjustments	(126)	(18)	4	10	(33)	10	(6)	(157)

FINANCIAL RESULT

Financial Result, net	2Q24								2Q25								Δ%
R\$ million	MA	PA	PI	AL	CEEE-D	CEA	GO	Total	MA	PA	PI	AL	CEEE-D	CEA	GO	Total	Total
(+) Financial Income	24	47	19	9	28	8	35	169	40	82	23	28	42	19	22	255	51.3%
(+) Interest on Overdue Bills	21	33	12	10	23	3	16	118	22	35	14	9	61	3	15	160	35.5%
(+) Debt Charges	(80)	(150)	(97)	(49)	(130)	(60)	(316)	(882)	(136)	(230)	(116)	(83)	(214)	(90)	(410)	(1,279)	45.0%
(+) CVA Charges	(9)	(1)	(3)	1	(8)	4	(13)	(30)	(6)	(13)	1	(4)	4	5	5	(8)	-72.4%
(+) Present Value Adjustment – Commercial	(1)	2	1	1	1	(4)	(2)	(2)	1	5	1	0	(15)	(0)	(1)	(9)	262.0%
(+) Contingencies	(4)	(2)	(2)	(3)	(28)	(3)	(22)	(63)	(2)	(3)	(3)	(4)	(29)	(3)	(11)	(54)	-14.6%
(+) Other Revenue / Expenses	(9)	(6)	(8)	(7)	(78)	(12)	(61)	(183)	(19)	(4)	(6)	(13)	(135)	(8)	(32)	(217)	18.9%
Net Financial Result	(59)	(78)	(78)	(39)	(193)	(65)	(362)	(874)	(101)	(128)	(86)	(66)	(285)	(73)	(412)	(1,152)	32%
(-/+) Non-Recurring Effects	8	17	2	4	-	(2)	5	35	-	-	-	-	-	-	-	-	-100.0%
Adjusted Net Financial Result	(50)	(61)	(76)	(35)	(193)	(66)	(357)	(839)	(101)	(128)	(86)	(66)	(285)	(73)	(412)	(1,152)	37%
Δ%									101.0%	109.4%	13.8%	88.0%	48.0%	10.5%	15.2%	37.3%	

NET INCOME

Net Income	2Q24								2Q25								Δ%
R\$ million	MA	PA	PI	AL	CEEE-D	CEA	GO	Total	MA	PA	PI	AL	CEEE-D	CEA	GO	Total	Total
(+) Net Income	151	484	66	100	(216)	96	(94)	588	276	361	96	106	(235)	12	5	620	6%
(+) EBITDA Adjustments (Net of Taxes)	2	-	-	7	-	(81)	15	(57)	12	22	3	4	(33)	5	61	73	-227.4%
(+) IR and CSLL Effect	(3)	(4)	(1)	(3)	-	-	-	(11)	(5)	11	17	13	11	(1)	6	54	-593.5%
(+) Financial Results Adjustments	8	17	2	4	-	(2)	5	35	-	-	-	-	-	-	-	-	-100.0%
(+) Net VNR from IR and CSLL	(17)	(72)	(1)	3	(3)	(11)	(11)	(112)	(76)	(38)	(2)	(1)	(6)	(1)	(14)	(137)	22.5%
(=) Adjusted Net Income	141	425	66	111	(219)	(9)	(84)	431	207	356	114	121	(263)	16	(21)	609	41%
Δ%									46.7%	-16.3%	71.4%	9.9%	20.4%	-268.8%	-75.1%	41.3%	

INVESTMENTS

Investment on Distribution	2Q24								2Q25								Δ%
R\$ million	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total	Total
Electrical Assets	262	316	160	113	175	55	442	1,523	270	463	188	165	274	80	662	2,101	37.9%
Special Obligations	6	216	20	0	2	17	-	41	17	358	25	3	8	13	7	430	95.1%
Non-Electrical Assets	22	32	16	19	36	11	38	174	17	35	12	11	21	9	39	144	-17.5%
Total	290	563	197	132	213	84	439	1,918	303	856	224	179	302	102	708	2,674	39%
Δ%									4.4%	52.0%	14.0%	35.8%	42.1%	21.6%	61.1%	39.5%	

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

TRANSMISSION**FINANCIAL PERFORMANCE**

Financial Statement - R\$ million	2Q24	2Q25	Δ%	Δ
Net Revenue	298	267	-10.4%	(31)
OPEX	(18)	(19)	5.1%	(1)
Regulatory EBITDA	280	248	-11.4%	(32)
EBITDA Margin	94.0%	93.0%	-1.1%	N/A
Depreciation / Amortization	(110)	(107)	-2.5%	3
EBIT	170	141	-17.1%	(29)
Financial Results	(79)	(74)	-6.2%	5
Taxes	(13)	(12)	-7.5%	1
Net Income	78	55	-29.9%	(23)
Debt	2Q24	2Q25	Δ%	Δ
Gross Debt (Loans + Debentures)	5,865	4,947	-15.7%	(919)
Net Debt	4,687	3,306	-29.5%	(1,381)
Cash and Cash Equivalents	1,178	1,641	39.3%	463

**Subtracted from Construction Revenues*

The regulatory result for 2Q25 reached a net revenue of R\$ 267 million, a reduction of 10.4% compared to 2Q24, mainly reflecting the exit of SPE 7 and the higher amounts of Supplementary Credit Notice (AVC) in 2Q24.

Operating costs and expenses totaled R\$ 18.7 million, in line with the same period last year.

Regulatory EBITDA reached R\$ 248.3 million, with an EBITDA margin of 93%.

Note that, in a same-assets view (excluding SPE 7 from 2Q24), EBITDA for 2Q24 would be R\$ 251.2 million, and the EBITDA variation between quarters would be -1.2%.

In the table below, is presented the income statement of the transmission segment, from IFRS to regulatory, of the SPEs consolidated by Equatorial Transmissão.

Income Statement (R\$ '000)	2Q24 Regulatory	Adjustments	2Q24 IFRS	2Q25 Regulatory	Adjustments	2Q24 IFRS
Operating Revenue	333,629	45,139	378,768	298,056	62,571	360,627
Energy Transmission	333,629	-	333,629	298,056	-	298,056
Maintenance and Operation Revenue	-	27,495	27,495	-	36,018	36,018
Construction Revenues	-	1,430	1,430	-	-	-
Contract Asset Update	-	349,842	349,842	-	324,608	324,608
Other Revenues	0	0	0	-	-	-
Deductions from Operating Revenues	(35,643)	(134)	(35,777)	(31,119)	(1)	(31,119)
Net Operating Revenues	297,986	45,005	342,992	266,937	62,570	329,508
Operational Gross Margin	297,986	45,005	342,992	266,937	62,570	329,508
Operating Expenses	(17,755)	(1,799)	(19,554)	(18,669)	(8,688)	(27,357)
Personnel	(8,747)	(0)	(8,748)	(8,008)	30	(7,977)
Material	(56)	(0)	(57)	(933)	6	(928)
Third Party Services	(8,913)	(90)	(9,003)	(8,994)	(10,209)	(19,202)
Provisions	-	(1,708)	(1,708)	-	-	-
Other	(39)	(0)	(39)	(735)	2	(733)
Other non-operating expenses	-	-	-	-	1,484	1,484
EBITDA	280,231	43,206	323,438	248,268	53,882	302,150
Depreciation and Amortization	(109,949)	38,605	71,345	(107,174)	35,176	(71,998)
Equivalence	-	-	605	-	-	(1,208)
Operating Income	170,282	82,416	252,698	141,094	89,059	228,944
Net Financial Results	(79,036)	(1)	(79,036)	(74,125)	0	(74,125)
Financial Revenues	44,896	(0)	44,896	57,517	(4)	57,513
Financial Expenses	(123,932)	(1)	123,933	(131,642)	4	(131,638)
Income Before Taxes	91,246	82,416	173,662	66,969	87,851	154,820
Social Contribution	(13,414)	(36,902)	50,316	(12,411)	(31,267)	(43,678)
Income Tax	-	36,902	36,902	-	31,267	31,267
Deferred Taxes	-	(35,001)	35,001	-	(35,257)	(35,257)
Net Income	77,832	47,415	125,247	54,557	52,593	107,151

RENEWABLES

OPERATIONAL PERFORMANCE

GENERATION

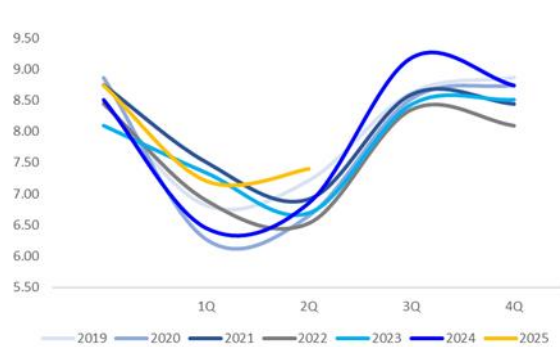
Wind Complexes	Generation (GWh)				Wind (m/s)			
	2Q24	2Q25	Δ%	Δ	2Q24	2Q25	Δ%	Δ
Ventos de Tianguá	98.7	113.8	15.3%	15.1	6.5	7.2	11.9%	0.8
Serra do Mel 1 e 2	239.1	378.8	58.4%	139.7	6.7	7.4	10.5%	0.7
Echo 1, 2, 4 e 5	295.4	313.9	6.3%	18.5	7.7	8.1	4.9%	0.4
Ventos de São Clemente	143.0	155.5	8.7%	12.5	6.0	6.4	5.7%	0.3
Wind Portfólio	776.2	962.0	23.9%	185.8	6.9	7.4	8.0%	0.5
Wind Constrained-off	140.7	134.5	-4.4%	-6.2	-	-	-	-
Wind Portfólio ex constrained-off	916.8	1,096.5	19.6%	179.7	6.9	7.4	8.0%	0.5

Solar Complexes	Generation (GWh)				Average Irradiance (W/m ²)			
	2Q24	2Q25	Δ%	Δ	2Q24	2Q25	Δ%	Δ
Ribeiro Gonçalves	89.1	90.4	1.5%	1.3	306.2	276.9	-9.6%	-29.3
Barreiras	0.0	133.7	-	133.7	0.0	296.5	-	296.5
Solar Portfólio	89.1	224.1	151.6%	135.0	306.2	288.9	-5.7%	-17.3
Solar Constrained-off	10.9	151.9	1297.2%	141.1	-	-	-	-
Solar Portfólio ex constrained-off	100.0	376.1	276.2%	276.1	306.2	288.9	-5.7%	-17.3

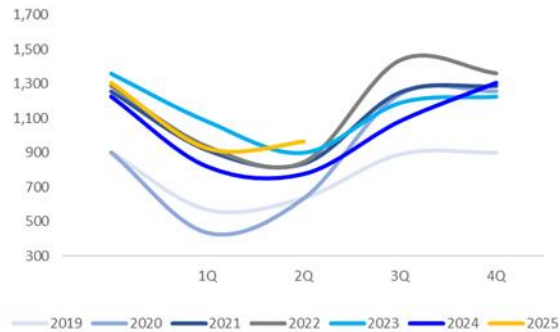
Portfólio	Generation (GWh)			
	2Q24	2Q25	Δ%	Δ
Consolidated Portfólio	865.3	1,186.1	37.1%	320.8
Consolidated Portfólio Ex constrained-off	1,016.8	1,472.5	44.8%	455.7

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

AVERAGE WIND – WIND PORTFOLIO (m/s)



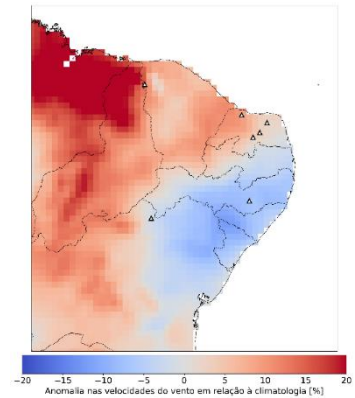
TOTAL GENERATION – WIND PORTFOLIO (GWh)



The wind portfolio's performance in 2Q25 was the best recorded result since the acquisition of Echoenergia, with an average wind speed of 7.4 m/s, 8.0% higher than in 2Q24. The quarter's performance mainly reflects the greater availability of wind resources in Rio Grande do Norte, where most of Echoenergia's assets are located, notably the Tianguá (Regulated Market) and Serra do Mel 1 and 2 (Free Market) wind farms.

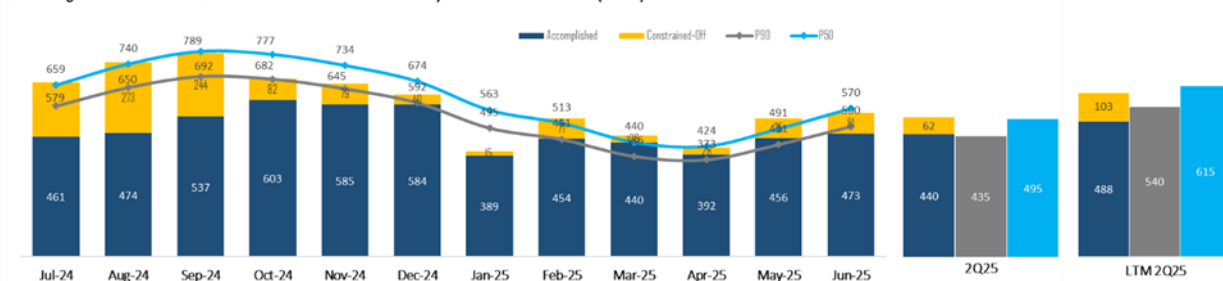
2Q25 was marked by wind speeds within the climatological average in most of the Northeast, with some areas of the states of Maranhão, Piauí, Ceará, Rio Grande do Norte and Bahia recording positive anomalies.

The figure on the side illustrates wind anomalies in 2Q25 relative to the long-term average, highlighting the positive climate impact on some of Echoenergia's complexes. It is important to note that, excluding the effects of the constrained shutdown, generation results for this period would have been below P50 for wind assets, reaching P44.

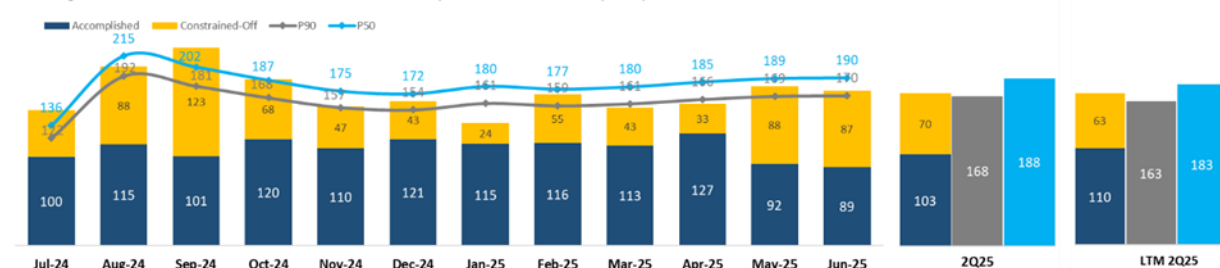


The following graphs show Echoenergia's wind and solar power generation in recent months and the outlook for 2Q25, comparing it with the annual P50 and P90 values revised by the company in early 2024. It is worth noting that these energy production estimates are considered robust, as the studies were prepared using consolidated market methodologies and are based on operational data for all complexes.

Echoenergia Wind Assets - Realized Generation and resource variability for P50 and P90 in 1 Year (MWm)



Echoenergia Solar Assets - Realized Generation and resource variability for P50 and P90 in 1 Year (MWm)



¹. The values presented only consider months of full operation, that is, the month following the COD of each plant.

CONSTRAINED-OFF

Due to the need to reduce or limit generation to balance load and generation, the National System Operator (ONS) provides real-time generation curtailment, which can be classified as: (i) Electrical Reliability, when generation is reduced or interrupted to ensure the stability and security of the electrical system, such as limiting the load on transmission lines; (ii) Energy Ratio, due to the difficulty of transporting the generated energy when demand is insufficient to absorb supply; and (iii) External Unavailability, due to failures or maintenance at facilities external to the generating plant. Of these three, only the curtailment caused by External Unavailability is reimbursed, as long as some requirements, such as an interruption hour allowance, are met. Currently, Echoenergia's wind assets are predominantly impacted by curtailments caused by Electrical Reliability reasons and solar assets by energy reasons.

In 2Q25, energy losses totaled 286.4 GWh (19.5%), with greater relevance for the Barreiras and Ribeiro Gonçalves solar farms, with 108.5 GWh (44.8%) and 43.5 GWh (32.5%), respectively, and for the Serra do Mel wind farm with 95.7 GWh (20.2%). This impact on the portfolio was higher than that reported in 2Q24 (151.5 GWh or 14.9%), mainly due to the entry into operation of solar plants, which presented higher losses in 2Q25 (151.9 GWh or 40.4%). The level of losses from wind plants was lower than that reported in the same period of the previous year (140.7 GWh / 2Q24 vs. 134.5 GWh / 2Q25).

Despite this, it is important to note that starting in the mid-second half of 2024, the ONS implemented changes to its control criteria, new transmission lines began operating, and there was progress in meeting the RAP requirements by agents. Additionally, it is worth noting that in March of this year, the CMSE (Electric Sector Monitoring Committee) established a working group for joint action between the MME, ANEEL, EPE, ONS, and CCEE, with the aim of proposing planning, regulatory, and operational measures to mitigate generation outages. Finally, Echoenergia has been actively working with industry associations to minimize the impact of the constrained shutdown on its portfolio.

FINANCIAL PERFORMANCE

Income Statement	Echo Participações				Echo Crescimento			
	2Q24	2Q25	Δ%	Δ	2Q24	2Q25	Δ%	Δ
Net Revenues	205.6	248.5	20.9%	42.9	13.6	111.5	N/A	97.9
(-) Energy Costs	(4.4)	(26.1)	497.0%	(21.7)	(4.2)	(39.1)	N/A	(34.8)
(+/-) MtM (Gains and Losses)	-	-	N/A	-	(0.0)	(0.1)	N/A	(0.1)
Gross Energy Profit	201.2	222.5	10.5%	21.2	9.3	72.3	N/A	63.0
Operations Costs and Expenses	(91.9)	(98.3)	7.0%	(6.4)	(2.5)	(21.8)	N/A	(19.3)
(-) Energy Operation and Production Costs	(73.4)	(78.6)	7.1%	(5.2)	(1.7)	(18.3)	N/A	(16.6)
(-) Operational and Administrative Expense	(18.4)	(19.7)	6.5%	(1.2)	(0.8)	(3.5)	N/A	(2.7)
EBITDA	109.4	124.2	13.5%	14.8	6.8	50.6	N/A	43.7
EBITDA Margin (%)	53.2%	50.0%	-3.2p.p.	N/A	50.2%	45.4%	-4.8p.p.	N/A
(-/+) Non Recurring Effects	-	5.3	N/A	5.3	-	-	N/A	-
(+/-) MtM (Gains and Losses)	-	-	N/A	-	0.0	0.1	122.6%	0.1
Adjusted EBITDA	109.4	129.5	18.4%	20.1	6.9	50.7	N/A	43.8
Adjusted EBITDA Margin (%)	53.2%	52.1%	-1.1p.p.	N/A	-276.0%	-232.9%	N/A	N/A
(-) Depreciation/Amortization	(64.7)	(65.7)	1.5%	(1.0)	(0.2)	(19.4)	N/A	(19.2)
(-/+) Financial Results	(66.9)	(65.3)	-2.4%	1.6	(29.8)	(67.1)	N/A	(37.2)
(-) Taxes	(9.5)	(16.1)	69.5%	(6.6)	(0.1)	(4.7)	N/A	(4.6)
Reported Net Profit (Loss)	(31.8)	(22.9)	-27.9%	8.9	(23.3)	(40.6)	N/A	(17.3)
Net Margin (%)	-15.4%	-9.2%	6.2p.p.	N/A	-171.2%	-36.4%	134.8p.p.	N/A

Income Statement	Echoenergia (Part. + Cresc.)			
	2Q24	2Q25	Δ%	Δ
Net Revenues	219.2	360.0	64.2%	140.8
(-) Energy Costs	(8.6)	(65.1)	656.3%	(56.5)
(+/-) MtM (Gains and Losses)	(0.0)	(0.1)	143.1%	(0.1)
Gross Energy Profit	210.6	294.8	40.0%	84.2
Operations Costs and Expenses	(94.3)	(120.0)	27.2%	(25.7)
(-) Energy Operation and Production Costs	(75.1)	(96.9)	29.0%	(21.8)
(-) Operational and Administrative Expense	(19.2)	(23.1)	20.3%	(3.9)
EBITDA	116.2	174.8	50.4%	58.6
EBITDA Margin (%)	53.0%	48.5%	-4.5p.p.	N/A
(-/+) Non Recurring Effects	-	5.3	N/A	5.3
(+/-) MtM (Gains and Losses)	0.0	0.1	122.6%	0.1
Adjusted EBITDA	116.3	180.2	55.0%	63.9
Adjusted EBITDA Margin (%)	53.0%	50.0%	-3p.p.	N/A
(-) Depreciation/Amortization	(64.9)	(85.1)	31.1%	(20.2)
(-/+) Financial Results	(96.7)	(132.4)	36.8%	(35.6)
(-) Taxes	(9.6)	(20.8)	115.8%	(11.1)
Reported Net Profit (Loss)	(55.1)	(63.5)	15.3%	(8.4)
Net Margin (%)	-25.1%	-17.6%	7.5p.p.	N/A
Reported Net Profit (Loss)	(55.1)	(59.9)	8.7%	(4.8)

GROSS PROFIT - ECHOENERGIA

Echoenergia's Gross Profit from Energy was R\$ 294.8 million in 2Q25, an increase of 40.0%, or R\$ 84.2 million, compared to the same period last year. The increase is mainly explained by: (i) the entry into operation of solar complexes, which began in phases starting in 2Q24 and whose Gross Profit from Energy recorded in 2Q25 was R\$ 72.3 million, and (ii) the result of wind farms in the quarter, which showed growth of 10.5%, or R\$ 21.3 million, compared to 2Q24.

OPERATIONAL COSTS AND EXPENSES - ECHOENERGIA

Echoenergia's operating costs and expenses totaled R\$ 120.0 million in 2Q25, an increase of 27.2%, or R\$ 25.7 million, compared to 2Q24. Adjusting the result for the non-recurring effect of the asset write-off occurred in the quarter (R\$ 5.3 million in the **Other** line), the result would be R\$ 115.3 million, 22.5% higher than in 2Q24, or R\$ 21.2 million.

The increase reflects the entry into operation of the Echo Crescimento solar complexes, whose operating costs and expenses totaled R\$ 21.8 million in the period, of which we highlight:

- Increase in **Transmission Charges** of R\$ 9.5 million due to the entry into operation of solar assets;
- Increase in costs and expenses of R\$10.4 million with **Personnel, O&M, Insurance and Third-Party Services**, such as consultancies and advisory services, related to the entry into operation of solar assets.

FINANCIAL RESULT- ECHOENERGIA

The financial result recorded in 2Q25 was a negative R\$ 132.4 million, a R\$ 35.6 million decrease compared to 2Q24, reflecting the financial expenses of financing solar farms. Note that, excluding Echoenergia Crescimento's result, the financial result would have remained in line with 2Q24.

PROFORMA – ECHOENERGIA + EQUATORIAL RENOVÁVEIS

Below is presented the economic and financial performance of Echoenergia in a pro forma view combining the results of Equatorial Renováveis S.A. (formerly Solenergias), the group's commercialization vehicle, which is currently consolidated, in the corporate view, under Equatorial Serviços.

Income Statement	Echoenergia (Part. + Cresc.)				EQTL Renováveis			
	2Q24	2Q25	Δ%	Δ	2Q24	2Q25	Δ%	Δ
Net Revenues	219.2	360.0	64.2%	140.8	79.9	510.2	538.9%	430.4
(-) Energy Costs	(8.6)	(65.1)	656.3%	(56.5)	(70.8)	(500.0)	606.4%	(429.2)
(+/-) MtM (Gains and Losses)	(0.0)	(0.1)	143.1%	(0.1)	(0.4)	(8.9)	2126.2%	(8.5)
Gross Energy Profit	210.6	294.8	40.0%	84.2	8.7	1.3	-84.6%	(7.4)
Operations Costs and Expense:	(94.3)	(120.0)	27.2%	(25.7)	(6.1)	(12.8)	111.9%	(6.8)
(-) Energy Operation and Produ	(75.1)	(96.9)	29.0%	(21.8)	(0.6)	(12.6)	1930.9%	(12.0)
(-) Operational and Administrati	(19.2)	(23.1)	20.3%	(3.9)	(5.4)	(0.2)	-95.7%	5.2
EBITDA	116.2	174.8	50.4%	58.6	2.6	(11.5)	-538.0%	(14.1)
EBITDA Margin (%)	53.0%	48.5%	-4.5p.p.	N/A	3.3%	-2.3%	-5.5p.p.	N/A
(-/+) Non Recurring Effects	-	5.3	N/A	5.3	-	-	N/A	-
(+/-) MtM (Gains and Losses)	0.0	0.1	122.6%	0.1	0.4	8.1	1937.7%	7.7
Adjusted EBITDA	116.3	180.2	55.0%	63.9	3.0	(3.4)	-211.7%	(6.4)
Adjusted EBITDA Margin (%)	53.0%	50.0%	-3p.p.	N/A	3.8%	-0.7%	-4.5p.p.	N/A
(-) Depreciation/Amortization	(64.9)	(85.1)	31.1%	(20.2)	(0.1)	(0.1)	22.6%	(0.0)
(-/+) Financial Results	(96.7)	(132.4)	36.8%	(35.6)	0.7	0.2	-63.4%	(0.4)
(-) Taxes	(9.6)	(20.8)	115.8%	(11.1)	(1.1)	2.8	-350.9%	3.9
Reported Net Profit (Loss)	(55.1)	(63.5)	15.3%	(8.4)	2.1	(8.6)	-516.7%	(10.7)
Net Margin (%)	-25.1%	-17.6%	7.5p.p.	N/A	2.6%	-1.7%	-4.3p.p.	N/A

Income Statement	Profoma (Echoenergia + EQTL Renováveis)			
	2Q24	2Q25	Δ%	Δ
Net Revenues	299.1	870.3	191.0%	571.2
(-) Energy Costs	(79.4)	(565.2)	611.9%	(485.8)
(+/-) MtM (Gains and Losses)	(0.4)	(9.0)	1918.4%	(8.5)
Gross Energy Profit	219.2	296.1	35.1%	76.9
Operations Costs and Expense:	(100.4)	(132.9)	32.3%	(32.5)
(-) Energy Operation and Produ	(75.7)	(109.5)	44.6%	(33.8)
(-) Operational and Administrati	(24.7)	(23.3)	-5.3%	1.3
EBITDA	118.8	163.3	37.4%	44.4
EBITDA Margin (%)	39.7%	18.8%	-21p.p.	N/A
(-/+) Non Recurring Effects	-	5.3	N/A	5.3
(+/-) MtM (Gains and Losses)	0.4	8.2	1747.5%	7.8
Adjusted EBITDA	119.3	176.8	48.2%	57.5
Adjusted EBITDA Margin (%)	39.9%	20.3%	-19.6p.p.	N/A
(-) Depreciation/Amortization	(65.0)	(85.2)	31.1%	(20.2)
(-/+) Financial Results	(96.1)	(132.1)	37.5%	(36.0)
(-) Taxes	(10.7)	(18.0)	67.9%	(7.3)
Reported Net Profit (Loss)	(53.0)	(72.1)	36.1%	(19.1)
Net Margin (%)	-17.7%	-8.3%	9.4p.p.	N/A

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

SANITATION

Operational Data - Water	2Q24	1Q25	2Q25	Δ% vs 2Q24
Billed savings (thousand)	82.3	99.1	99.6	21.0%
Billed volume (thousand m ³)	5,047.4	5,405.5	5,532.5	9.6%
Coverage ratio (%)	56.0%	66.4%	70.0%	14 p.p.
Distribution Losses Index (%)	61.2%	63.2%	64.5%	3,3 p.p.
Operational Data - Sewage	2Q24	1Q25	2Q25	Δ% vs 2Q24
Billed savings (thousand)	13.7	18.7	18.6	35.7%
Billed volume (thousand m ³)	813.7	1,008.5	1,019.0	25.2%
Coverage ratio (%)	14.8%	15.0%	15.0%	0,2 p.p.

OPERATIONAL AND COMERCIAL PERFORMANCE

Financial Statement	2Q24	2Q25	Δ%	Δ
R\$ million				
Gross Operating Revenue	61.4	41.6	-32.3%	-19.8
Water and Sewage Services	22.8	26.5	16.0%	3.7
Construction Revenue	37.8	12.9	-65.9%	-24.9
Other revenue	0.8	2.3	169.4%	1.4
Deductions	(2.2)	(2.8)	26.4%	-0.6
Net Operating Revenue	59.2	38.8	-34.4%	-20.4
Construction Costs	(37.8)	(12.9)	-65.9%	24.9
Operating Costs	(25.1)	(18.6)	-25.9%	6.5
Opex	(15.9)	(15.5)	-3.0%	0.5
Personnel	(5.2)	(5.1)	-1.5%	0.1
Material	(2.5)	(2.2)	-12.1%	0.3
Third-Party Services	(3.8)	(4.1)	7.9%	-0.3
Others	(4.5)	(4.1)	-8.8%	0.4
PDA	(9.2)	(5.0)	-45.7%	4.2
Other Operational Revenues and Expenses	0.1	1.9	2823.4%	1.8
EBITDA	(3.7)	7.3	-300.3%	11.0
Depreciation and Amortization	(7.4)	(7.6)	3.5%	-0.3
Financial Result	(38.1)	(46.8)	23.0%	-8.8
Financial Revenues	3.4	1.4	-57.3%	-1.9
Financial Expenses	(41.4)	(48.3)	16.5%	-6.8
Net Income	(49.1)	(47.1)	-4.1%	2.0
Net Income	(49.1)	(47.1)	-4.1%	2.0

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

FINANCIAL PERFORMANCE**NET OPERATING REVENUE**

In 2Q25, CSA's net operating revenue reached R\$38.8 million, a decrease when compared to 2Q24, due to the effect of lower construction revenue in the period. Excluding construction revenue in both periods, Net Operating Revenue grew

by R\$ 4.5 million, or 21%, reflecting both the higher hydrometered volume (+ 9.6%) and the increase in hydrometering between periods.

OPERATIONAL COSTS AND EXPENSES

The OPEX for the period reached R\$ 15.5 million, 3% lower than the same period of the previous year.

PDA in the quarter reached R\$5.0 million, R\$ 4.2 million lower than the same period of the previous year, with a PDA/GOR ratio of 17.5% in 2Q25.

FINANCIAL RESULT

In 2Q25, the financial result was R\$ 46.8 million, R\$ 8.8 million worse than in 2Q24, reflecting the increase in the IPCA between periods (1.26% in 2Q25 vs. 0.98% in 2Q24), as calculated in the contracts, which index 84% of CSA's debt.

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

EQUATORIAL SERVIÇOS

Financial Statement	2Q24	2Q25	Δ%	Δ
R\$ million				
Gross Operating Revenue	183.3	659.2	259.7%	475.9
Deductions	(28.0)	(80.3)	187.0%	(52.3)
Net Operational Revenue	155.3	578.9	272.8%	423.6
Operational Costs	(85.0)	(502.2)	490.9%	(417.2)
Operational Expenses	(61.2)	(54.0)	-11.7%	7.1
EBITDA	9.2	22.7	148.3%	13.6
<i>EBITDA Margin</i>	<i>5.9%</i>	<i>3.9%</i>	<i>-33.4%</i>	<i>2.0 p.p</i>
(-/+) MtM (Gains and Losses)	0.4	9.1	2004.1%	8.6
Adjusted EBITDA	9.6	31.8	231.7%	22.2
D&A	(2.7)	(7.1)	161.3%	(4.4)
EBIT	6.4	15.6	142.8%	9.2
Financial Results	(9.3)	(2.9)	-69.0%	6.4
Equivalence	(0.6)	1.0	-267.8%	1.6
Taxes	(7.7)	(6.4)	-17.4%	1.3
Net Profit	(11.1)	7.4	-166.9%	18.5
Adjusted Net Profit	(10.8)	13.5	-224.9%	24.4

FINANCIAL PERFORMANCE

Equatorial Serviços' revenue and cost variations come primarily from the group's energy trading company, which negotiates energy contracts for the Ribeiro Gonçalves and Barreiras I solar projects. Therefore, it has higher sales revenue and higher energy purchase costs during the period.

Adjusted EBITDA for the period was R\$ 31.8 million.

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

SERVICES PROVIDED BY THE INDEPENDENT AUDITOR

Finally, the Company did not engage Ernst & Young Auditores Independientes S/S Ltda., its external auditor, for any services other than independent auditing and services required by ANEEL. The Company's engagement policy complies with principles that preserve the auditor's independence, in accordance with current regulations, which primarily establish that the auditor must not audit their own work, perform management functions for their client, or promote their client's interests.

The following information was not reviewed by the independent auditors: i) operating data; ii) pro forma financial information, as well as the comparison of this information with the corporate results for the period; and iii) management's expectations regarding the future performance of the companies.

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