

Equatorial Transmissora 8 SPE S.A.

Informações contábeis intermediárias
30 de junho de 2024

Equatorial Transmissora 8 SPE S.A.

Informações contábeis intermediárias

Índice

RELATÓRIO SOBRE A REVISÃO DE INFORMAÇÕES TRIMESTRAIS.....	1
BALANÇO PATRIMONIAL	3
DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO.....	4
DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO ABRANGENTE	5
DEMONSTRAÇÃO DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO.....	6
DEMONSTRAÇÃO DO FLUXO DE CAIXA - MÉTODO INDIRETO	7
DEMONSTRAÇÃO DO VALOR ADICIONADO.....	8

Notas Explicativas

1	CONTEXTO OPERACIONAL.....	9
2	BASE DE PREPARAÇÃO E APRESENTAÇÃO DAS INFORMAÇÕES CONTÁBEIS INTERMEDIÁRIAS	10
3	POLÍTICAS CONTÁBEIS MATERIAIS E ESTIMATIVAS CRÍTICAS.....	11
4	CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA.....	12
5	APLICAÇÕES FINANCEIRAS.....	13
6	PARTES RELACIONADAS.....	14
7	ATIVOS DE CONTRATO	15
8	FORNECEDORES	16
9	EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS.....	16
10	DEBÊNTURES.....	17
11	IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL CORRENTES E DIFERIDOS	19
12	PIS E COFINS DIFERIDOS.....	20
13	PROVISÃO PARA RISCOS JUDICIAIS	20
14	PATRIMÔNIO LÍQUIDO	21
15	RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	22
16	CUSTOS DOS SERVIÇOS PRESTADOS E DESPESAS GERAIS E ADMINISTRATIVAS	24
17	RESULTADO FINANCEIRO	25
18	INSTRUMENTOS FINANCEIROS	25
19	DEMONSTRAÇÃO DOS FLUXOS DE CAIXA	27
20	EVENTOS SUBSEQUENTES	28

Relatório sobre a revisão de informações trimestrais

Aos Administradores e Acionistas da
Equatorial Transmissora 8 SPE S.A.
Brasília - Distrito Federal

Introdução

Revisamos as informações contábeis intermediárias da Equatorial Transmissora 8 SPE S.A. ("Companhia"), contidas no Formulário de Informações Trimestrais (ITR) referente ao trimestre findo em 30 de junho de 2024, que compreendem o balanço patrimonial em 30 de junho de 2024 e as respectivas demonstrações do resultado e do resultado abrangente para o período de três e seis meses findo naquela data e das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o período de seis meses findo naquela data, bem como as notas explicativas, incluindo as políticas contábeis materiais e outras informações elucidativas.

Responsabilidade da diretoria sobre as informações contábeis intermediárias

A diretoria é responsável pela elaboração das informações contábeis intermediárias de acordo com a NBC TG 21 Demonstração Intermediária e com a norma internacional IAS 34 *Interim Financial Reporting*, emitida pelo *International Accounting Standards Board* (IASB), assim como pela apresentação dessas informações de forma condizente com as normas expedidas pela Comissão de Valores Mobiliários, aplicáveis à elaboração das Informações Trimestrais (ITR). Nossa responsabilidade é a de expressar uma conclusão sobre essas informações contábeis intermediárias com base em nossa revisão.

Alcance da revisão

Conduzimos nossa revisão de acordo com as normas brasileiras e internacionais de revisão de informações intermediárias (NBC TR 2410 Revisão de Informações Intermediárias Executada pelo Auditor da Entidade e ISRE 2410 *Review of Interim Financial Information Performed by the Independent Auditor of the Entity*, respectivamente). Uma revisão de informações intermediárias consiste na realização de indagações, principalmente às pessoas responsáveis pelos assuntos financeiros e contábeis e na aplicação de procedimentos analíticos e de outros procedimentos de revisão. O alcance de uma revisão é significativamente menor do que o de uma auditoria conduzida de acordo com as normas de auditoria e, conseqüentemente, não nos permitiu obter segurança de que tomamos conhecimento de todos os assuntos significativos que poderiam ser identificados em uma auditoria. Portanto, não expressamos uma opinião de auditoria.

Conclusão

Com base em nossa revisão, não temos conhecimento de nenhum fato que nos leve a acreditar que as informações contábeis intermediárias incluídas nas informações trimestrais acima referidas não foram elaboradas, em todos os aspectos relevantes, de acordo com a NBC TG 21 e a IAS 34 aplicáveis à elaboração de Informações Trimestrais (ITR), e apresentadas de forma condizente com as normas expedidas pela Comissão de Valores Mobiliários.



Outros assuntos

Demonstração do valor adicionado

As informações trimestrais acima referidas incluem a demonstração do valor adicionado (DVA), referente ao período de seis meses findo em 30 de junho de 2024, elaborada sob a responsabilidade da diretoria da Companhia e apresentada como informação suplementar para fins de IAS 34. Essa demonstração foi submetida a procedimentos de revisão executados em conjunto com a revisão das informações trimestrais, com o objetivo de concluir se ela está conciliada com as informações contábeis intermediárias e registros contábeis, conforme aplicável, e se sua forma e conteúdo está de acordo com os critérios definidos na NBC TG 09 Demonstração do Valor Adicionado. Com base em nossa revisão, não temos conhecimento de nenhum fato que nos leve a acreditar que essa demonstração do valor adicionado não foi elaborada, em todos os aspectos relevantes, segundo os critérios definidos nessa Norma e de forma consistente em relação às informações contábeis intermediárias tomadas em conjunto.

Fortaleza (CE), 14 de agosto de 2024.

ERNST & YOUNG
Auditores Independentes S/S Ltda.
CRC CE-001042/F

Carlos Santos Mota Filho
Contador CRC PE-020728/O

Equatorial Transmissora 8 SPE S.A.

Balanço patrimonial em 30 de Junho de 2024 e 31 de dezembro de 2023

(Em milhares de reais)

Ativo	Nota	30/06/2024	31/12/2023	Passivo	Nota	30/06/2024	31/12/2023
Circulante				Circulante			
Caixa e equivalentes de caixa	4	35.479	168	Fornecedores	8	3.159	5.703
Aplicações financeiras	5	69.313	58.755	Obrigações e encargos sobre a folha de pagamento		364	150
Contas a receber de clientes		26.293	24.202	Empréstimos e financiamentos	9	31.931	31.300
Serviços pedidos		2.324	726	Debêntures	10	5.697	4.276
Impostos e contribuições a recuperar		775	769	Dividendos a pagar	6	31.912	4.140
Impostos e contribuições sobre o lucro a recuperar		15.136	11.128	Impostos e contribuições a recolher		2.041	2.075
Adiantamento a fornecedores		926	702	Impostos e contribuições sobre lucro a recolher	11	11.702	8.826
Outras contas a receber		2.002	1.368	PIS e COFINS diferidos	12	7.863	7.432
Ativos de contrato	7	216.084	224.694	Encargos setoriais		2.648	2.191
Total do ativo circulante		368.332	322.512	Outras contas a pagar		3.819	3.438
				Total do passivo circulante		101.136	69.531
Não circulante				Não circulante			
Depósitos vinculados		4	-	Empréstimos e financiamentos	9	380.372	394.458
Impostos e contribuições e a recuperar		30	30	Debêntures	10	238.264	233.473
Intangível		271	277	Imposto de renda e contribuições sociais diferidos	11.2	177.040	168.208
Ativos de contrato	7	1.261.352	1.241.833	PIS e COFINS diferidos	12	170.358	164.739
Total do ativo não circulante		1.261.657	1.242.140	Total do passivo não circulante		966.034	960.878
				Patrimônio líquido			
				Capital social	14.1	171.171	171.171
				Reserva de lucros		335.300	363.072
				Lucros acumulados		56.348	-
				Total do patrimônio líquido		562.819	534.243
Total do ativo		1.629.989	1.564.652	Total do passivo e patrimônio líquido		1.629.989	1.564.652

As notas explicativas são parte integrante das informações contábeis intermediárias.

Equatorial Transmissora 8 SPE S.A.

Demonstrações do resultado

Períodos de três e seis meses em 30 de Junho de 2024 e 2023

(Em milhares de reais)

		01/04/2024 a 30/06/2024	01/01/2024 a 30/06/2024	01/04/2023 a 30/06/2023	01/01/2023 a 30/06/2023
	Notas				
líquidas	15	8.211	10.725	14.941	20.764
Receita de remuneração de ativos de contrato, líquida	15	47.136	91.633	47.394	92.359
Receita operacional líquida		55.347	102.358	62.335	113.123
Custo dos serviços prestados	16	(4.503)	(7.349)	(12.930)	(16.498)
Lucro bruto		50.844	95.009	49.405	96.625
Despesas gerais e administrativas	16	(803)	(1.159)	(336)	(575)
Outras despesas operacionais, líquidas		(4)	(4)	-	-
Total de despesas operacionais		(807)	(1.163)	(336)	(575)
Resultado antes do resultado financeiro e impostos sobre o lucro		50.037	93.846	49.069	96.050
Receitas financeiras	17	2.224	4.086	4.070	6.564
Despesas financeiras	17	(12.811)	(29.867)	(16.036)	(35.138)
Resultado financeiro		(10.587)	(25.781)	(11.966)	(28.574)
Lucro antes do imposto de renda e da contribuição social		39.450	68.065	37.103	67.476
Imposto de renda e contribuição social - correntes	11	(1.749)	(2.885)	(2.156)	(3.877)
Imposto de renda e contribuição social - diferidos	11	(4.748)	(8.832)	(4.469)	(8.294)
Impostos sobre o lucro		(6.497)	(11.717)	(6.625)	(12.171)
Lucro líquido do período		32.953	56.348	30.478	55.305
Lucro líquido do período básico e diluído, por lote de mil ações - R\$	14.2	0,1925	0,3292	0,1781	0,3231
Quantidade de ações no final do período - em mil		171.171	171.171	171.171	171.171

As notas explicativas são parte integrante das informações contábeis intermediárias.

Equatorial Transmissora 8 SPE S.A.

Demonstração do resultado abrangente

Períodos de três e seis meses em 30 de Junho de 2024 e 2023

(Em milhares de reais)

	01/04/2024	01/01/2024	01/04/2023	01/01/2023
	a	a	a	a
	<u>30/06/2024</u>	<u>30/06/2024</u>	<u>30/06/2023</u>	<u>30/06/2023</u>
Lucro líquido do período	<u>32.953</u>	<u>56.348</u>	<u>30.478</u>	<u>55.305</u>
Total resultados abrangentes	<u>32.953</u>	<u>56.348</u>	<u>30.478</u>	<u>55.305</u>

As notas explicativas são parte integrante das informações contábeis intermediárias.

Equatorial Transmissora 8 SPE S.A.

Demonstração das mutações do patrimônio líquido

Período findos em 30 de junho de 2024 e 2023

(Em milhares de reais)

	Reservas de lucros						Lucros acumulados	Total
	Capital social	Legal	Reserva de lucros a realizar	Incentivos fiscais	Reserva para investimento e expansão	Dividendos adicionais propostos		
Saldos em 31 de dezembro de 2022	<u>171.171</u>	<u>18.011</u>	<u>123.486</u>	<u>31.216</u>	<u>98.896</u>	<u>20.291</u>	<u>-</u>	<u>463.071</u>
Dividendos adicionais distribuídos - 2022	-	-	-	-	-	(20.291)	(18.859)	(39.150)
Lucro líquido do período	-	-	-	-	-	-	55.305	55.305
Dividendos intermediários distribuídos	-	-	-	-	(2.500)	-	-	(2.500)
Saldos em 30 de junho de 2023	<u>171.171</u>	<u>18.011</u>	<u>123.486</u>	<u>31.216</u>	<u>96.396</u>	<u>-</u>	<u>36.446</u>	<u>476.726</u>
Saldos em 31 de dezembro de 2023	<u>171.171</u>	<u>23.205</u>	<u>120.333</u>	<u>55.695</u>	<u>136.067</u>	<u>27.772</u>	<u>-</u>	<u>534.243</u>
Dividendos adicionais distribuídos - 2023	-	-	-	-	-	(27.772)	-	(27.772)
Lucro líquido do período	-	-	-	-	-	-	56.348	56.348
Saldos em 30 de junho de 2024	<u>171.171</u>	<u>23.205</u>	<u>120.333</u>	<u>55.695</u>	<u>136.067</u>	<u>-</u>	<u>56.348</u>	<u>562.819</u>

As notas explicativas são parte integrante das informações contábeis intermediárias.

Equatorial Transmissora 8 SPE S.A.

Demonstração do fluxos de caixa - método indireto

Período findos em 30 de junho de 2024 e 2023

(Em milhares de reais)

	30/06/2024	30/06/2023
Fluxo de caixa das atividades operacionais		
Lucro líquido do período	56.348	55.305
Ajustes para:		
Amortização do intangível	16	6
Margem da receita de construção	(214)	(2.863)
Receita de operação e manutenção	(12.559)	(15.230)
Remuneração do ativos de contrato	(106.380)	(106.687)
PIS e COFINS diferidos	6.050	7.573
Encargos de dívidas, juros, variações monetárias e cambiais líquidas	28.316	33.760
Rendimentos de aplicações financeiras	(4.273)	(6.882)
Imposto de renda e contribuição social corrente	2.885	3.877
Imposto de renda e contribuição social diferidos	8.832	8.294
	(20.979)	(22.847)
Variações nos ativos e passivos, circulantes e não circulantes:		
Contas a receber de clientes	106.585	96.810
Deposito vinculado	(4)	-
Impostos e contribuições a recuperar	(6)	(2.399)
Impostos e contribuições sobre o lucro a recuperar	(900)	1.673
Ativos de contrato	(432)	(5.725)
Adiantamento a fornecedores	(224)	(5.564)
Outros créditos a receber	(2.218)	1.347
Fornecedores	(2.544)	2.114
Obrigações e encargos sobre a folha de pagamento	214	116
Impostos e contribuições a recolher	(34)	181
Impostos e contribuições sobre o lucro a recolher	(9)	(4)
Encargos setoriais	457	395
Outras contas a pagar	381	360
Caixa proveniente das atividades operacionais	101.266	89.304
Imposto de renda e contribuição social pagos	(3.108)	(3.687)
Juros pagos de empréstimos e financiamentos e debêntures	(20.124)	(24.171)
Fluxo de caixa líquido proveniente das atividades operacionais	57.055	38.599
Fluxo de caixa de atividades de investimento		
Aplicações financeiras	(6.285)	21.504
Aquisição de intangível	(24)	-
Fluxo de caixa líquido proveniente das (utilizado nas) atividades de investimento	(6.309)	21.504
Fluxo de caixa de atividades de financiamento		
Amortização de empréstimos e financiamentos	(14.189)	(14.189)
Amortização de debêntures	(1.246)	(600)
Dividendos pagos	-	(45.306)
Fluxo de caixa utilizado nas atividades de financiamento	(15.435)	(60.095)
Aumento em caixa e equivalentes de caixa	35.311	8
Caixa e equivalentes de caixa no início do período	168	152
Caixa e equivalentes de caixa no fim do período	35.479	160
Aumento em caixa e equivalentes de caixa	35.311	8

As notas explicativas são parte integrante das informações contábeis intermediárias.

Equatorial Transmissora 8 SPE S.A.

Demonstração do valor adicionado

Período findos em 30 de junho de 2024 e 2023

(Em milhares de reais)

	30/06/2024	30/06/2023
Receitas		
Receita de implementação e melhoria de infraestrutura	646	8.588
Receita de remuneração dos ativos de contrato	106.380	106.687
Receita de operação e manutenção	12.559	15.230
	119.585	130.505
Insumos adquiridos de terceiros (inclui ICMS e IPI)		
Custos de construção	(432)	(5.725)
Materiais, energia, serviços de terceiros e outros	(5.192)	(10.561)
	(5.624)	(16.286)
Valor adicionado bruto	113.961	114.219
Amortização	(16)	(6)
Valor adicionado líquido gerado pela Companhia	113.945	114.213
Valor adicionado recebido em transferência		
Receitas financeiras	4.285	6.884
	4.285	6.884
Valor adicionado total a distribuir	118.230	121.097
Distribuição do valor adicionado		
Empregados		
Remuneração direta	2.408	675
Benefícios	134	3
FGTS	67	12
	2.609	690
Tributos		
Federais	29.389	29.915
	29.389	29.915
Remuneração de capitais de terceiros		
Juros	28.317	33.759
Aluguéis	18	49
Outras	1.548	1.379
	29.883	35.187
Remuneração de capitais próprios		
Lucro líquido do período	56.349	55.305
	56.349	55.305
Valor adicionado	118.230	121.097

As notas explicativas são parte integrante das informações contábeis intermediárias.

Equatorial Transmissora 8 SPE S.A.

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias

Período findo em 30 de junho de 2024

(Valores expressos em milhares de reais)

1 Contexto operacional

A Equatorial Transmissora 8 SPE S.A. (“Companhia”), sociedade de propósito específico, constituída sob a forma de sociedade anônima de capital aberto, constituída em 02 de junho de 2017, controlada pela Equatorial Transmissão S.A., empresa do grupo Equatorial Energia S.A., domiciliada no Brasil, com sede na cidade de Brasília, Distrito Federal, no ST SCS - B, Quadra nº 09, Bloco A, Sala 1201, Parte 8, Centro Empresarial Parque Cidade, Asa Sul, CEP 70.308-200. A Companhia tem por objetivo explorar e operar a concessão de serviço público de transmissão de energia elétrica para construção, montagem, operação e manutenção de instalações de transmissão no estado do Pará, de acordo com Edital do Leilão nº 05/2016 - Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), consistente na:

- (a) Linha de Transmissão (LT) Xingu - Altamira, em 230 kV, circuito 1, circuito simples, com extensão aproximada de 61km, com origem na Subestação Xingu e término na Subestação Altamira;
- (b) Linha de Transmissão (LT) Altamira - Transamazônica, em 230 kV, circuito 2, circuito simples, com extensão aproximada de 188km, com origem na Subestação Altamira e término na Subestação Transamazônica e reator não manobrável no terminal da SE Transamazônica;
- (c) Linha de Transmissão (LT) Transamazônica - Tapajós, em 230 kV, circuito 1, circuito simples, com extensão aproximada de 187 km, com origem na Subestação Transamazônica e término na Subestação Tapajós 2;
- (d) Subestação (SE) Tapajós 2, em 230/138 - 13,8 kV^(*) Tapajós - 2 x 150 MVAR;
- (e) Compensador Síncrono de reativos (CS) (-75/+150 MVAR), com transformador elevador e demais equipamentos;
- (f) Compensador Síncrono de reativos (CS) (-55/+110 MVAR,) na SE Rurópolis 230kV com transformador elevador e demais equipamentos associados;
- (g) Demais equipamentos de compensação reativa; e
- (h) Conexões de unidades de transformação, entradas de linhas, interligação de barramentos, conexões de reatores, instalações vinculadas e demais instalações necessárias às funções de medição, suspensão, proteção, comando, controle, telecomunicação, administração e apoio.

A Companhia tem prazo de autorização e concessão do Poder Concedente de 30 (trinta) anos a partir da assinatura do contrato de Concessão, ou o tempo necessário ao cumprimento de todas as obrigações decorrentes do Contrato de Concessão.

A Receita Anual Permitida (RAP) da Companhia é atualizada anualmente pelo Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA), por meio de resoluções homologatórias emitidas pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). A Resolução Homologatória (REH) 3.216/2023 estabeleceu para a Companhia, para o ciclo 2023-2024, que teve seu início no mês de julho de 2023, RAP de R\$ 184.079.

O despacho ANEEL nº 4.675 de 05 de dezembro de 2023, retificou a RAP para o ciclo 2023/2024, incluindo o resultado da Revisão Tarifária Periódica de 2023 (REH Nº 3.205/2023), para R\$ 178.400.

Equatorial Transmissora 8 SPE S.A.

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação

Período findo em 30 de junho de 2024

(Valores expressos em milhares de reais)

Em 09 de novembro 2021, a ANEEL por meio da REA nº 10.861/2021 autorizou a implantação de melhoria na instalação da SE Xingu autorizando a substituição do transformador 500/230/13,8 kV. A parcela da melhoria (RMELP) estabelecida pela ANEEL foi de R\$ 5.708. A obra foi concluída em novembro de 2023, data a partir da qual iniciou-se o recebimento da referida melhoria, que após passar por atualização em dois ciclos, chegou ao valor de R\$ 6.629 em 2023. O valor da RAP com a inclusão da melhoria, passou a ser R\$ 185.029.

Em 11 de outubro de 2022, a ANEEL por meio do Despacho nº 2.940/2022 autorizou implantação de reforços na instalação de Altamira - Implementação do Sistema Especial de Proteção, contemplando o sistema de telecomunicação com aquisições de painel, equipamento de gerenciamento e supervisão (MUX), equipamentos de segurança (Firewalls) para rota B na LT 230 kV Xingu - Altamira C1. O despacho não homologou parcelas adicionais.

1.1 Contrato de concessão de transmissão de energia elétrica

O Contrato de Concessão nº048/2017 assinados entre a ANEEL e a Companhia em 21 de julho de 2017, estabelecem regras a respeito de tarifa, regularidade, continuidade, segurança, atualidade e qualidade dos serviços e do atendimento prestado aos consumidores. O contrato de concessão também estabelece como obrigações de desempenho a construção, manutenção e operação da infraestrutura de transmissão. O prazo de concessão é de 30 (trinta) anos, com vencimento em 20 de julho de 2047, podendo ser renovado por igual período, a critério exclusivo do Poder Concedente.

A Companhia está autorizada a operar por meio da Licença de Operação nº 12.780/2021, com validade até 22 de setembro de 2024, tendo sua renovação requerida num prazo mínimo de 120 (cento e vinte) dias, antes do término da sua validade.

2 Base de preparação e apresentação das informações contábeis intermediárias

2.1 Declaração de conformidade

As informações contábeis intermediárias foram preparadas e estão sendo apresentadas de acordo com a IAS 34 - *Interim Financial Reporting*, emitida pelo *International Accounting Standards Board* (IASB) e com o CPC 21 (R1) - Demonstração Intermediária (práticas contábeis adotadas no Brasil) e devem ser lidas em conjunto com as últimas demonstrações contábeis anuais do exercício findo em 31 de dezembro de 2023, previamente divulgadas. As informações contábeis intermediárias estão apresentadas de forma condizente com as normas expedidas pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis (CPC) e aprovados pelo Conselho Federal de Contabilidade (CFC) e pela Comissão de Valores Mobiliários (CVM).

As informações contábeis intermediárias apresentam as principais variações no período, evitando a repetição de determinadas notas às demonstrações contábeis anuais previamente divulgadas, e estão sendo apresentadas na mesma base de agrupamentos e ordem de quadros e notas explicativas, se comparadas com as demonstrações contábeis anuais.

A Companhia também se utiliza das orientações contidas no Manual de Contabilidade do Setor Elétrico Brasileiro e das normas definidas pela ANEEL, quando estas não são conflitantes com as práticas contábeis adotadas no Brasil e/ou com as práticas contábeis internacionais.

Equatorial Transmissora 8 SPE S.A.

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias
Período findo em 30 de junho de 2024
(Valores expressos em milhares de reais)

Adicionalmente, a Companhia considerou as orientações emanadas da Orientação Técnica OCPC 07, emitida pelo CPC em novembro de 2014, na preparação das suas informações contábeis intermediárias. Desta forma, as informações relevantes, próprias das informações contábeis intermediárias, e somente elas, estão sendo evidenciadas, e correspondem às utilizadas pela Administração na sua gestão.

A emissão dessas informações contábeis intermediárias foi autorizada pelo Conselho de Administração em 15 de maio de 2024.

2.2 Base de mensuração

As informações contábeis intermediárias da Companhia foram preparadas com base no custo histórico, e ajustadas para refletir (i) o valor justo de instrumentos financeiros mensurados pelos seus valores justos e (ii) por meio de resultado e outros resultados abrangentes, quando requerido nas normas.

2.3 Moeda funcional e moeda de apresentação

As informações contábeis intermediárias da Companhia são apresentadas em Reais (R\$), que é a moeda funcional da Companhia. Todos os saldos apresentados em Reais foram arredondados para o milhar mais próximo, exceto quando indicado de outra forma.

3 Políticas contábeis materiais e estimativas críticas

As políticas contábeis materiais e estimativas críticas aplicáveis à essas informações contábeis intermediárias estão consistentes com aquelas adotadas e divulgadas nas demonstrações contábeis anuais da Companhia, referente ao exercício findo em 31 de dezembro de 2023, e, portanto, devem ser lidas em conjunto.

3.1 Novas normas e interpretações vigentes e não vigentes

Os principais normativos alterados, emitidos ou em discussão pelo *International Accounting Standards Board* (IASB) e pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis (CPC) que são aderentes e potencialmente relevantes ao contexto operacional e financeiro da Companhia são os seguintes:

Alterações em pronunciamentos contábeis com vigência a partir de 2024:

Norma	Descrição da alteração	Vigência
IAS 1 / CPC 26: Apresentação das demonstrações contábeis	As emendas estabelecem requerimentos para classificação e divulgação de um passivo com cláusulas de <i>covenants</i> como circulante ou não circulante. Segundo as emendas o passivo deve ser classificado como circulante quando a entidade não tem o direito no final do período de reporte de diferir a liquidação do passivo durante pelo menos doze meses após o período de reporte. Adicionalmente, apenas <i>covenants</i> cujo cumprimento é obrigatório antes do, ou no final do período de reporte devem afetar a classificação de um passivo como circulante ou não circulante.	01/01/2024
IFRS 16/ CPC 6 (R2): Arrendamentos	As emendas incluem requerimentos que especificam que o vendedor-arrendatário deve mensurar subsequentemente o passivo de arrendamento derivado da transferência de ativo - que atende aos requisitos para ser reconhecida como receita de venda - e retro arrendamento (<i>Sale and Leaseback</i>) de forma que não seja reconhecido ganho ou perda referente ao direito de uso retido na transação.	01/01/2024
IAS 7 / CPC 3: Demonstração dos Fluxos de Caixa	Divulgação de operações de Risco Sacado (<i>Reverse factoring</i>), que envolve a Companhia e seus fornecedores. Os novos requisitos de divulgação tornarão visível o uso de acordos de financiamento de fornecedores por uma companhia e permitirão que os investidores observem como o uso desses instrumentos afetou as operações e a estrutura capital da Companhia.	01/01/2024
Resolução CVM nº 199/ CPC 9 (R1): Demonstração do Valor Adicionado	A Resolução CVM nº 199, esclarece determinados critérios para elaboração e apresentação da Demonstração do Valor Adicionado (DVA), cujo objetivo principal é elucidar requisitos normativos e, por consequência, reduzir a abrangência de práticas contábeis adotadas na elaboração da DVA pelas companhias brasileiras.	01/01/2024

Equatorial Transmissora 8 SPE S.A.

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação
Período findo em 30 de junho de 2024
(Valores expressos em milhares de reais)

As alterações em Pronunciamentos que entraram em vigor em 01 de janeiro de 2024 não produziram impactos relevantes nas informações contábeis intermediárias.

Alterações em pronunciamentos contábeis com vigência a partir de 2025:

Norma	Descrição da alteração	Vigência
IFRS 18: Apresentação e divulgação das Demonstrações Financeiras	A IFRS 18 introduz três categorias definidas para receitas e despesas - operacionais, de investimento e de financiamento - para melhorar a estrutura da demonstração de resultados e exige que todas as entidades forneçam novos subtotais definidos, incluindo o lucro operacional. A estrutura melhorada e os novos subtotais darão aos investidores um ponto de partida consistente para analisar o desempenho da companhia. A IFRS 18 também exige que a companhia divulgue explicações sobre as medidas específicas que estão relacionadas com a demonstração dos resultados, referidas como medidas de desempenho definidas pela Administração. Os novos requisitos irão melhorar a disciplina e a transparência das medidas de desempenho definidas pela Administração e provavelmente torná-las sujeitas a auditoria. A IFRS 18 substituirá a IAS 1/ CPC 26: Apresentação das Demonstrações Financeiras.	01/01/2027, aplicação retrospectiva
CPC 02/IAS 21: Efeito das mudanças nas taxas de câmbio e conversão de demonstrações contábeis.	Falta de trocabilidade para exigir que uma entidade aplique uma abordagem consistente para avaliar se uma moeda é trocável por outra moeda e, quando não o é, para determinar à taxa de câmbio a utilizar e as divulgações a fornecer.	01/01/2025
IFRS 19: Divulgações de Subsidiárias sem Responsabilidade Pública.	Tem como objetivo simplificar e reduzir o custo dos relatórios financeiros das subsidiárias, mantendo a utilidade de suas demonstrações financeiras. Uma subsidiária deve aplicar a IFRS 19 no que diz respeito às exigências de divulgação e outras Normas de Contabilidade IFRS no cumprimento das outras exigências, excluindo as exigências de reconhecimento, mensuração e apresentação e a orientação sobre a aplicação das exigências de divulgação. O IFRS 19 exige que as subsidiárias elegíveis que fornecem financiamento a clientes como sua atividade principal divulguem algumas das informações sobre risco de crédito exigidas pelo IFRS 7 sobre divulgações relacionadas a instrumentos financeiros.	01/01/2027

A Companhia espera impactos substanciais na elaboração da Demonstração de Resultado e da Demonstração dos Fluxos de Caixa, originados pela aplicação da IFRS 18 e está analisando os possíveis impactos referentes a este pronunciamento em suas demonstrações contábeis. A Companhia aguardará a orientação do CPC para a aplicação deste pronunciamento. Em relação aos demais normativos em discussão no IASB ou com data de vigência estabelecida em exercício futuro, a Companhia está acompanhando as discussões e até o momento não identificou a possibilidade de ocorrência de impactos significativos.

4 Caixa e equivalentes de caixa

	30/06/2024	31/12/2023
Caixa e depósitos bancários à vista	50	30
Equivalentes de caixa (a)		
Investimentos		
Certificado de Depósito Bancário (CDBs)	35.429	138
Total	35.479	168

- (a) O caixa e equivalentes de caixa se referem a CDB - Certificados de Depósitos Bancários, Operações Compromissadas e outros ativos de alta liquidez e com baixo risco de crédito. Tais aplicações estão disponíveis para utilização nas operações da Companhia, prontamente conversíveis em um montante conhecido de caixa e estão sujeitos a um insignificante risco de mudança de valor. Portanto, são ativos financeiros com liquidez imediata classificados como caixa e equivalentes de caixa, conforme CPC 03 (R2) - Demonstrações de Fluxo de Caixa.

Equatorial Transmissora 8 SPE S.A.

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação
Período findo em 30 de junho de 2024
(Valores expressos em milhares de reais)

A carteira da Companhia é remunerada pela variação do Certificado de Depósito Interbancário (CDI), logo, a rentabilidade média ponderada da carteira no período findo em 30 de junho de 2024 equivale a 102,98% e 31 de dezembro de 2023 equivale a 97,0% do CDI.

5 Aplicações financeiras

	<u>30/06/2024</u>	<u>31/12/2023</u>
Circulante		
Fundo de Investimento		
Cotas de fundos de investimento (a)	66.392	55.967
Recursos Vinculados (b)	<u>2.921</u>	<u>2.788</u>
Total	<u>69.313</u>	<u>58.755</u>

- (a) Os fundos de investimentos representam operações de baixo risco em instituições financeiras de primeira linha e são compostos por diversos ativos visando melhor rentabilidade com o menor nível de risco, tais como: títulos de renda fixa, títulos públicos, operações compromissadas, debêntures, CDBs, entre outros, de acordo com a política de investimento da Companhia. Adicionalmente, a carteira de aplicações contém fundos exclusivos, que são investimentos em cotas (FIC), administrados por instituições financeiras responsáveis por alocar os recursos em cotas de diversos fundos abertos. Logo, a Companhia não possui gestão e controle direto, tampouco participação relevante nesses fundos abertos (limite máximo de 10% do Patrimônio Líquido) conforme CPC 36 (R3) - Demonstrações Consolidadas; e
- (b) Referem-se às aplicações restritas de garantias de empréstimos e financiamentos, aplicados em títulos públicos e fundos lastreados em títulos público.

A carteira da Companhia é remunerada pela variação do Certificado de Depósito Interbancário (CDI), logo, a rentabilidade média ponderada da carteira no período findo em 30 de junho de 2024 equivale a 101,34% do CDI (101,46% do CDI em 31 de dezembro de 2023).

Equatorial Transmissora 8 SPE S.A.

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação
Período findo em 30 de junho de 2024
(Valores expressos em milhares de reais)

6 Partes relacionadas

Em 30 de junho de 2024, a Companhia possui movimentações com partes relacionadas, principalmente referente aos contratos de compartilhamentos, dividendos, entre outros, com as empresas descritas abaixo:

		30/06/2024		31/12/2023	30/06/2023
Empresas	Nota	Ativo (passivo)	Efeito no resultado receita (despesa)	Ativo (passivo)	Efeito no resultado receita (despesa)
Contas a receber (RAP)					
Entidade é membro do mesmo grupo econômico					
Equatorial Maranhão Distribuidora de Energia S.A.	(a)	173	-	167	-
Equatorial Pará Distribuidora de Energia S.A.	(a)	2.318	-	2.319	-
Equatorial Alagoas Distribuidora de Energia S.A.	(a)	98	-	94	-
Equatorial Piauí Distribuidora de Energia S.A.	(a)	113	-	107	-
Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica (CEEE-D)	(a)	338	-	348	-
Companhia de Eletricidade do Amapá - CEA	(a)	16	-	18	-
Equatorial Goiás Distribuidora de Energia S.A.(CELG-D)	(a)	346	-	317	-
Total		3.402	-	3.370	
Outras contas a receber					
Equatorial Maranhão Distribuidora de Energia S.A.	(b)	10	20	11	-
Equatorial Pará Distribuidora de Energia S.A.	(b)	13	27	102	-
Equatorial Alagoas Distribuidora de Energia S.A.	(b)	4	8	5	-
Equatorial Piauí Distribuidora de Energia S.A.	(b)	6	13	8	-
Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica (CEEE-D)	(b)	6	13	6	2
Companhia de Eletricidade do Amapá (CEA)	(b)	1	2	1	1
Equatorial Transmissora 4 SPE S.A.	(b)	-	1	-	-
		40	84	133	3
Outras contas a pagar					
Equatorial Maranhão Distribuidora de Energia S.A.	(b)				
Equatorial Pará Distribuidora de Energia S.A.	(b)	(80)	(191)	(153)	(253)
Equatorial Alagoas Distribuidora de Energia S.A.	(b)	(53)	(91)	(18)	(158)
Equatorial Piauí Distribuidora de Energia S.A.	(b)	(13)	(29)	(17)	(52)
Equatorial Piauí Distribuidora de Energia S.A.	(b)	(16)	(31)	(16)	(32)
Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica (CEEE-D)	(b)	(11)	(23)	(15)	(44)
Companhia de Eletricidade do Amapá (CEA)	(b)	(3)	(8)	(5)	-
Equatorial Transmissoras 2 SPE S.A	(b)	-	(1)	-	-
Equatorial Transmissoras 4 SPE S.A	(b)	(1.170)	(1.176)	(1.886)	(4)
Integração Transmissora de Energia S.A. - INTESA	(b)	-	-	(1)	(1)
Controladora direta					
Equatorial Transmissão S.A.	(e)	(1.937)	(1.240)	(698)	(1.192)
Controladora indireta					
Equatorial Energia S.A.	(e)	-	-	-	(114)
Total		(3.283)	(2.790)	(2.809)	(1.850)
Fornecedores					
Equatorial Serviços S.A	(c)	(2)	(7)	(4)	(7)
Instituto de Ciência e Tecnologia Grupo Equatorial ICT	(d)	(146)	(146)	-	-
		(148)	(153)	(4)	(7)
Dividendos pagar					
Equatorial Transmissão S.A.	(f)	(31.912)	-	(4.140)	-
		(31.912)	-	(4.140)	

- (a) Valores se referem a RAP faturadas e recebidas decorrente de operações do mesmo grupo econômico da companhia, por meio da Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST);
- (b) Refere-se ao contrato de compartilhamento de Recursos Humanos e Infraestrutura administrativa, cujo reembolso resulta do compartilhamento das despesas condominial, de informática e telecomunicações e, de despesas de recursos humanos, pelo critério regulatório de rateio, nos termos do artigo nº 12 do módulo V da Resolução Normativa da ANEEL nº 948/2021;
- (c) Os valores com a Equatorial Serviços S.A. são oriundos de prestação de serviços de recursos humanos, administrativos e rateio proporcional das respectivas despesas incorridas, com prazo de duração indeterminado;
- (d) Os valores referentes ao Instituto de Ciência e Tecnologia Grupo Equatorial (ICT) referem -se a Projetos de P&D e PEE, de gestão corporativo;
- (e) Em 16 de setembro de 2022, foi assinado Instrumento Particular de Remuneração pela Prestação de Garantia Corporativa (fiança/aval), entre a Equatorial Transmissora 8 SPE S.A. (Contratante) e as (Contratadas) Equatorial Energia S.A. e Equatorial Transmissão S.A., com o objetivo de remunerar as garantias prestadas sob forma de fiança/aval em contratos. A prestação da garantia, terá uma remuneração equivalente a 1% (um por cento) ao ano, pro rata, incidente sobre o saldo devedor do título ou contrato garantido; e
- (f) Valor refere-se à distribuição de dividendos mínimos e adicionais referentes ao exercício de 2023. Em 18 de abril de 2024 conforme a ata da Assembleia Geral Ordinária, houve a aprovação da distribuição de dividendos adicionais no montante de R\$ 27.772.

Equatorial Transmissora 8 SPE S.A.

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação
Período findo em 30 de junho de 2024
(Valores expressos em milhares de reais)

6.1 Remuneração das pessoas chaves da administração

O pessoal-chave da Administração conta com quatro membros no Conselho da Administração e três membros na Diretoria Executiva, remunerados pela controladora Equatorial Transmissão S.A e compartilhado para as controladas. Para o período findo em 30 de junho de 2024 o valor correspondente à Companhia foi de R\$ 285 (R\$ 207 em 31 dezembro de 2023).

Os diretores da Companhia não mantêm nenhuma operação de empréstimos, adiantamentos e outros com a Companhia, além dos seus serviços normais.

A Companhia não possui para suas pessoas chave da Administração remuneração nas categorias de: a) benefícios de longo prazo; b) benefícios de rescisão de contrato de trabalho; c) benefícios de pós emprego; e d) remuneração baseada em ações.

6.2 Garantias

A Equatorial Energia S.A (1), controladora indireta da Companhia, e a Equatorial Transmissão S.A.(2), controladora direta, prestam garantias como avalista (s) ou fiadora (s) da Companhia com ônus (**) na emissão de debêntures e sem ônus nas apólices de seguros, abaixo listados:

Instituição	Valor do financiamento	% do aval	Início	Término	Valor liberado	30/06/2024*
1ª Emissão de Debêntures (2)	102.000	100	23/05/2019	15/04/2039	102.000	128.056
1ª Emissão de Debêntures (2)	87.000	100	23/05/2019	15/04/2039	87.000	115.905
Apólices de Seguros (1)	1.367	100	20/09/2022	27/04/2029	N/A	N/A
	190.367				189.000	243.961

(*) Os valores atualizados das debêntures, estão líquidos do custo de captação.

(**) Referente a remuneração dos avalistas em 1% a.a. sobre o saldo devedor.

7 Ativos de contrato

Os ativos de contrato estão constituídos conforme a seguir demonstrado:

	31/12/2023	Adições(a)	Remuneração(b)	Amortização (c)	30/06/2024
Ativos de contrato em serviço	1.390.871	12.559	105.328	(108.676)	1.400.082
Ativos de contrato em curso (d)	75.656	646	1.052	-	77.354
Total	1.466.527	13.205	106.380	(108.676)	1.477.436
Circulante	224.694				216.084
Não circulante	1.241.833				1.261.352

- (a) O saldo decorre da contrapartida de Receita de implementação e melhoria de infraestrutura, manutenção e operação reconhecida no período, conforme nota explicativa nº 15 - Receita operacional líquida;
- (b) A remuneração dos ativos de contrato é feita com base na atualização do saldo remanescente dos ativos de contrato pelo Índice de Preço ao Consumidor Amplo (IPCA);
- (c) A amortização dos ativos de contrato decorre do reconhecimento da RAP faturada mensalmente até o final da concessão do empreendimento; e
- (d) Refere-se aos reforços e melhorias em andamento, relacionados a REA nº 10.861/2021, a qual tem parcela da RAP de R\$ 5.708 estabelecida pela ANEEL, com prazo contratual previsto para conclusão em até 24 meses e ao Despacho nº 2.940/2022, com prazo contratual previsto para conclusão em até 18 meses, dezembro de 2023.

Equatorial Transmissora 8 SPE S.A.

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação
Período findo em 30 de junho de 2024
(Valores expressos em milhares de reais)

8 Fornecedores

Os saldos de fornecedores estão constituídos, conforme a seguir demonstrado:

	30/06/2024	31/12/2023
Materiais e serviços (a)	3.011	5.679
Partes relacionadas - nota explicativa nº 6	148	4
Encargos de uso da rede elétrica	-	20
Total	3.159	5.703

(a) A composição deve-se, substancialmente, a materiais, equipamentos e serviços contratados para manutenção das instalações de transmissão;

9 Empréstimos e financiamentos

9.1 Composição dos saldos

			30/06/2024		
Moeda nacional (R\$)	Custo da dívida (%a.a.)	Garantia	Principal e encargos		
			Circulante	Não circulante	Total
Banco do Brasil	IPCA + 1,62%	Conta Reserva + Recebíveis + Penhor de Ações	32.135	383.098	415.233
(-) Custo de captação			(204)	(2.725)	(2.929)
Total			31.931	380.372	412.303
			31/12/2023		
Moeda nacional (R\$)	Custo da dívida (%a.a.)	Garantia	Principal e encargos		
			Circulante	Não circulante	Total
Banco do Brasil	IPCA + 1,62%	Conta Reserva + Recebíveis + Penhor de Ações	31.504	397.286	428.790
(-) Custo de captação			(204)	(2.828)	(3.032)
Total			31.300	394.458	425.758

9.2 Movimentação de empréstimos e financiamentos

A movimentação dos empréstimos e financiamentos está a seguir demonstrada:

	Passivo circulante	Passivo não circulante	Total
Saldos em 31 de dezembro de 2023	31.300	394.458	425.758
Encargos	14.955	1	14.956
Transferências	14.087	(14.087)	-
Amortização de principal	(14.189)	-	(14.189)
Pagamentos de juros	(14.324)	-	(14.324)
Custo de captação (a)	102	-	102
Saldos em 30 de junho de 2024	31.931	380.372	412.303

(a) Refere-se a movimentação do custo de transação/captação, quando positivo significa amortização e quando negativo adição.

Equatorial Transmissora 8 SPE S.A.

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação

Período findo em 30 de junho de 2024

(Valores expressos em milhares de reais)

9.3 Cronograma de amortização da dívida

Os saldos por vencimento dos empréstimos e financiamentos estão apresentados abaixo:

Vencimento	30/06/2024	
	Valor	%
Circulante	31.931	8%
2025	14.189	3%
2026	28.378	7%
2027	28.378	7%
2028	28.377	7%
Até 2038	283.775	69%
Subtotal	383.097	93%
Custo de captação (Não circulante)	(2.725)	-1%
Não circulante	380.372	92%
Total	412.303	100%

9.4 Covenants e garantias dos empréstimos e financiamentos

Os empréstimos e financiamentos contratados pela Companhia possuem garantias reais e *covenants* cujo não cumprimento durante o exercício de apuração, poderá acarretar o vencimento antecipado dos contratos.

Em 30 de junho de 2024, a Companhia cumpriu todas as obrigações e esteve dentro dos limites estipulados nos contratos.

10 Debêntures

10.1 Movimentação de debêntures

A movimentação das debêntures no período está a seguir demonstrada:

	Passivo circulante	Passivo não circulante	Total
Saldos em 31 de dezembro de 2023	4.276	233.473	237.749
Encargos	5.903	-	5.903
Transferências	1.627	(1.627)	-
Amortizações de principal	(1.246)	-	(1.247)
Pagamentos de juros	(5.800)	-	(5.800)
Variação monetária	673	6.418	7.091
Custo de captação (a)	264	-	264
Saldos em 30 de junho de 2024	5.697	238.264	243.961

(a) Refere-se a movimentação do custo de transação/captação, quando positivo significa amortização e quando negativo adição.

Equatorial Transmissora 8 SPE S.A.

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação
Período findo em 30 de junho de 2024
(Valores expressos em milhares de reais)

10.2 Cronograma de amortização da dívida

Os saldos por vencimento das debêntures estão apresentados abaixo:

Vencimento	30/06/2024	
	Valor	%
Circulante	5.697	2%
2025	2.519	1%
2026	7.556	3%
2027	10.075	4%
2028	12.593	5%
Até 2039	212.825	87%
Subtotal	245.568	101%
Custo de captação (Não circulante)	(7.304)	-3%
Não circulante	238.264	98%
Total	243.961	100%

10.3 Características das debêntures

Emissão	Característica das debêntures	Garantia	Série	Valor da emissão	Custo nominal	Data da emissão	Vencimento	30/06/2024		
								Passivo Circulante	Passivo não circulante	Total
1ª (a)	(1)/(3)/(4)/(5)/(6)	Aval/Fiança	1ª	102.000	IPCA + 4,85% a.a.	abr/19	abr/39	2.831	125.225	128.056
1ª (a)	(1)/(3)/(4)/(5)/(6)	Aval/Fiança	2ª	87.000	IPCA + 4,85% a.a.	abr/19	abr/39	2.866	113.039	115.905
								5.697	238.264	243.961

- (1) Emissão pública de debêntures simples
- (3) Não conversíveis em ações
- (4) Espécie Quirografia
- (5) Debêntures Incentivadas
- (6) Garantia Fidejussória

(a) A totalidade dos recursos obtidos foram aplicados em conformidade com a escritura.

10.4 Covenants

As debêntures possuem cláusulas restritivas que em geral, requerem a manutenção de certos índices financeiros em determinados níveis, sendo os principais conforme segue:

- (i) Endividamento líquido dividido pelo EBITDA, medido na Companhia, sendo menor ou igual a 4,5 (quatro inteiros e cinco décimos) com relação as informações contábeis intermediárias relativas ao período findo em 30 de junho de 2024; e
- (ii) Endividamento líquido dividido pelo EBITDA, medido na fiadora Equatorial Transmissão, após exoneração da fiadora Equatorial Energia, sendo menor ou igual a 5,0 (cinco inteiros) com relação as informações contábeis intermediárias relativas ao período findo em 30 de junho de 2024.

Covenants debêntures	1ª debêntures
Dívida líquida/EBITDA ajustado - Companhia: <= 4,5	3,1
Dívida líquida/EBITDA ajustado - Fiadora: <= 5,0	4,5

Os indicadores acima obedecem fidedignamente aos conceitos de dívida líquida contratual e EBITDA contratual, conforme conceitos acordados e expressos nos documentos contratuais. Estas informações visam unicamente dar conhecimento acerca dos indicadores apurados em conformidade com as definições acordadas.

Equatorial Transmissora 8 SPE S.A.

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação
Período findo em 30 de junho de 2024
(Valores expressos em milhares de reais)

Em 30 de junho de 2024, a Companhia cumpriu todas as obrigações e esteve dentro dos limites estipulados nos contratos.

11 Imposto de renda e contribuição social correntes e diferidos

11.1 Conciliação da despesa com imposto de renda e contribuição social

A conciliação da despesa Imposto de Renda Pessoa Jurídica (IRPJ) e da Contribuição Social Sobre Lucro Líquido (CSLL), nos períodos findos em 30 de junho de 2024 e 2023, está demonstrada conforme a seguir:

	30/06/2024		30/06/2023	
	IRPJ	CSLL	IRPJ	CSLL
Lucro contábil antes do IRPJ e CSLL	68.066	68.066	67.476	67.476
Alíquota fiscal	25%	9%	25%	9%
Pela alíquota fiscal (A)	17.016	6.125	16.869	6.073
Adições:				
Custo de construção - CPC 47/IRFS 15 (a)	108	39	1.431	515
Remuneração e RAP - Ativo de contrato (b)	19.575	7.047	18.624	6.704
Outras provisões permanentes	7	7	-	-
Total de adições (B)	19.690	7.093	20.055	7.219
Exclusões:				
Exclusão dos ativos de contrato conforme CPC 47	(25.244)	(9.088)	(26.153)	(9.415)
Provisão para participação nos lucros, honorários e licença prêmio	(24)	(8)	-	-
Outras exclusões permanentes	-	-	(12)	-
Total de exclusões (C)	(25.268)	(9.096)	(26.165)	(9.415)
Compensações:				
Prejuízo fiscal e base negativa de CSLL realizados	-	(1.237)	-	-
Total das compensações (D)	-	(1.237)	-	-
Deduções:				
(+) IRPJ subvenção governamental	(11.438)	-	(10.759)	-
Total das deduções (E)	(11.438)	-	(10.759)	-
IRPJ e CSLL correntes no resultado do período (A+B+C+D+E)	-	(2.885)	-	(3.877)
Prejuízo fiscal e base negativa constituídos	-	-	-	-
IRPJ e CSLL diferidos no resultado do período	(5.585)	(3.247)	(6.098)	(2.196)
Total de IRPJ e CSLL correntes e diferidos do período	(5.585)	(6.132)	(6.098)	(6.073)
Alíquota efetiva	8%	9%	9%	9%

(a) Ver nota explicativa nº 16 - Custos dos serviços prestados e despesas gerais e administrativas; e

(b) Ajuste realizado nos termos dos artigos 168 e 169 da IN 1.700/2017 que trata do diferimento da tributação do lucro de ativo financeiro.

Equatorial Transmissora 8 SPE S.A.

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação

Período findo em 30 de junho de 2024

(Valores expressos em milhares de reais)

11.2 Movimentação do imposto de renda e contribuição social diferido

		30/06/2024			
	31/12/2023	Reconhecimento o no resultado	Valor líquido	Ativo fiscal diferido	Passivo fiscal diferido
IRPJ Prejuízos fiscais	19.133	-	19.133	19.133	-
Base negativa de CSLL	5.059	(1.237)	3.822	3.822	-
Provisão para participação nos lucros	68	(32)	36	36	-
Custo/Receita de construção - CPC 47/IFRS15	(191.543)	(7.563)	(199.106)	-	(199.106)
IRPJ e CSLL diferido - outros	(925)	-	(925)	-	(925)
Total	(168.208)	(8.832)	(177.040)	22.991	(200.031)

11.3 Expectativa de recuperação - Prejuízo fiscal, base negativa e diferenças temporárias

Com base nos estudos técnicos de viabilidade, a Administração estima que a realização dos créditos fiscais possa ser feita até 2026, conforme demonstrado abaixo:

Expectativa de realização	2024	2025	2026	Total
Imposto de renda e contribuição social diferidos a realizar	8.643	10.117	4.231	22.991

12 PIS e COFINS diferidos

	30/06/2024	31/12/2023
Base de cálculo da receita		
Receita de implementação e melhoria de infraestrutura	646	74.198
Receita de remuneração do ativo de contrato	106.380	207.933
	107.026	282.131
PIS/COFINS sobre as receitas no período (9,25%) (i) / (a)	9.901	26.097
Amortização de PIS/COFINS (ii)	(3.851)	(6.506)
Saldo no início do período (iii)	172.171	152.580
Saldo no final do período (i + ii + iii)	178.221	172.171
Circulante	7.863	7.432
Não circulante	170.358	164.739

(a) A Companhia está amortizando o PIS/COFINS diferido constituído durante a concessão conforme recebimento da RAP mensal.

13 Provisão para riscos judiciais

Em 30 de junho de 2024 e 31 de dezembro de 2023, a Companhia com base em informações de seus assessores jurídicos, análise das demandas judiciais pendentes, com base na experiência anterior referente às quantias reivindicadas, não julgou necessário constituir provisão, considerando que não há perdas prováveis estimadas com as ações processuais em curso. O total estimado de processos, em 30 de junho de 2024, cuja probabilidade de perda foi classificada como possível é de R\$ 245 (R\$ 197 em 31 de dezembro de 2023), conforme segue:

Equatorial Transmissora 8 SPE S.A.

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação
Período findo em 30 de junho de 2024
(Valores expressos em milhares de reais)

	30/06/2024	31/12/2023
Trabalhista	72	77
Cível	173	120
Total	245	197

13.1 Trabalhista

A Companhia figura como ré em 1 processo trabalhista em 30 de junho de 2024 (1 processo em 31 de dezembro de 2023), referente à responsabilidade subsidiária. O processo nº 0000500-06.2020.5.08.0103 foi avaliado pela Administração, com base na análise da gerência jurídica da Companhia com subsídio das atualizações processuais fornecidas por seus assessores legais externos, como possível, no montante de R\$ 72 (R\$ 77 em 31 de dezembro de 2023) para as quais não foi constituída provisão.

13.2 Cível

A Companhia figura como ré em 3 processos cíveis em 30 de junho de 2024 (3 processos em 31 de dezembro de 2023), os quais, referem-se à danos materiais por constituição de servidão e servidão de passagem.

Em 30 de junho de 2024, dentre os processos com expectativa de perda possível, destaca-se como mais relevante o processo nº 0001322-11.2019.8.14.0071, de danos materiais por constituição de servidão no montante de R\$ 76 (R\$ 74 em 31 de dezembro 2023).

14 Patrimônio líquido

14.1 Capital social

Em 30 de junho de 2024 e 31 de dezembro de 2023, o capital social da Companhia subscrito e integralizado é de R\$ 171.171.

Em 30 de junho de 2024 e 31 de dezembro de 2023, o capital está representado por 171.170.600 ações ordinárias nominativas e sem valor nominal, todas em poder da Equatorial Transmissão S.A. Cada ação ordinária corresponde um voto nas deliberações da Assembleia Geral da Companhia.

De acordo com o Estatuto Social, a Companhia está autorizada a aumentar o seu capital social até o limite de R\$ 330.000, sem necessidade de reforma estatutária, por deliberação do Conselho de Administração.

14.2 Lucro por ação

Conforme requerido pelo CPC 41 e IAS 33 (*Earnings per share*), a tabela a seguir reconcilia o lucro líquido do período com os montantes usados para calcular o lucro por ação básico e diluído. Em 30 de junho de 2024, a Companhia não possui uma categoria de ações ordinárias potenciais que provocariam diluição.

Equatorial Transmissora 8 SPE S.A.

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação
Período findo em 30 de junho de 2024
(Valores expressos em milhares de reais)

	30/06/2024		30/06/2023	
	Ações ordinárias	Total	Ações ordinárias	Total
Numerador:				
Lucro líquido do período	56.349	56.349	55.305	55.305
Denominador:				
Média ponderada por classe de ações	171.171	171.171	171.171	171.171
Lucro básico e diluído por ação	0,3292	0,3292	0,3231	0,3231

Não houve outras transações envolvendo ações ordinárias entre a data do balanço patrimonial e a data de conclusão das informações contábeis intermediárias.

15 Receita operacional líquida

	01/04/2024 a 30/06/2024	01/01/2024 a 30/06/2024	01/04/2023 a 30/06/2023	01/01/2023 a 30/06/2023
Receita de implementação de infraestrutura, operação, manutenção e outras, líquidas				
Receita de implementação e melhoria de infraestrutura (a)	-	646	7.232	8.588
Receita de operação e manutenção	9.689	12.559	9.692	15.230
	9.689	13.205	16.924	23.818
Deduções				
PIS/COFINS corrente	(782)	(1.087)	(674)	(995)
PIS/COFINS diferidos	(23)	(60)	(668)	(794)
Encargos do consumidor (b)	(673)	(1.333)	(641)	(1.265)
	(1.478)	(2.480)	(1.983)	(3.054)
Receita de implementação de infraestrutura e outras, líquidas	8.211	10.725	14.941	20.764
Receita de remuneração de ativo de contrato (c)				
Remuneração de ativos de contrato	54.441	106.380	54.455	106.687
PIS/COFINS corrente	(4.247)	(8.757)	(2.023)	(4.459)
PIS/COFINS diferidos	(3.058)	(5.990)	(5.038)	(9.869)
Receita de remuneração de ativo de contrato, líquidas	47.136	91.633	47.394	92.359
Receita operacional líquida	55.347	102.358	62.335	113.123

- (a) Receita decorrente da REA - Resolução Autorizativa 10.861, referente ao reforço e melhoria autorizados pela ANEEL. A redução da receita de implementação e melhoria de infraestrutura é principalmente reflexo da finalização da obra e do início da operação que foram energizados a partir de novembro de 2023;
- (b) Encargos setoriais definidos pela ANEEL e previstos em lei, destinados a incentivos com Pesquisa e Desenvolvimento (P&D), constituição de Reserva Global de Reversão (RGR) dos serviços públicos, Taxa de Fiscalização, Conta de Desenvolvimento Energético e Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica;
- (c) Remuneração financeira proveniente da atualização dos ativos de contrato, conforme nota explicativa nº. 7 - Ativos de contrato.

Equatorial Transmissora 8 SPE S.A.

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação

Período findo em 30 de junho de 2024

(Valores expressos em milhares de reais)

15.1 Margens das obrigações de *performance*

Implementação e melhoria de infra-estrutura	01/04/2024	01/01/2024	01/04/2023	01/01/2023
	a	a	a	a
	30/06/2024	30/06/2024	30/06/2023	30/06/2023
Receita (líquida de PIS e COFINS diferidos)	-	586	6.564	7.794
Custo	-	(432)	(4.901)	(5.856)
Margem (R\$)	-	154	1.663	1.938
Margem percebida (%) (*)	-	26,28%	25,34%	24,87%
Margem orçada no início do contrato (%)	28,41%	28,41%	28,41%	28,41%
Operação e manutenção				
Receita	9.689	12.559	9.692	15.230
Custo	(4.503)	(6.917)	(8.109)	(10.773)
Margem (R\$)	5.186	5.642	1.583	4.457
Margem percebida (%) (**)	53,52%	44,92%	16,33%	29,26%
Margem orçada no início do contrato (%)	28,41%	28,41%	28,41%	28,41%

(*) A margem percebida da receita de implementação e melhoria considera o efeito dos custos efetivamente incorridos, incrementados pela variação na margem de construção apurado para o empreendimento, identificados ao longo da fase de construção.

(**) A margem percebida da receita de operação e manutenção considera o efeito dos custos efetivamente incorridos, incrementados pela variação na margem de operação apurado para o empreendimento, identificados ao longo da fase de operação.

Equatorial Transmissora 8 SPE S.A.

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias

Período findo em 30 de junho de 2024

(Valores expressos em milhares de reais)

16 Custos dos serviços prestados e despesas gerais e administrativas

	01/04/2024 a 30/06/2024					01/01/2024 a 30/06/2024				
	Custo de construção	Custo de O&M (a)	Outros custos	Total	Despesas administrativas	Custo de construção	Custo de O&M(a)	Outros custos	Total	Despesas administrativas
Pessoal	-	(1.583)	(19)	(1.602)	(584)	-	(2.156)	(29)	(2.185)	(670)
Material	-	(14)	-	(14)	-	-	(85)	-	(85)	-
Serviços de terceiros	-	(2.804)	36	(2.768)	(227)	(432)	(4.442)	(74)	(4.948)	(389)
Arrendamento e aluguéis	-	(5)	-	(5)	(1)	-	(14)	-	(14)	(3)
Amortização do ativo intangível	-	-	(13)	(13)	-	-	-	(16)	(16)	-
Outros	-	-	(101)	(101)	9	-	-	(101)	(101)	(97)
Total	-	(4.406)	(97)	(4.503)	(803)	(432)	(6.697)	(220)	(7.349)	(1.159)
	01/04/2023 a 30/06/2023					01/01/2023 a 30/06/2023				
	Custo de construção	Custo de O&M	Outros custos	Total	Despesas administrativas	Custo de construção	Custo de O&M	Outros custos	Total	Despesas administrativas
Pessoal	-	(500)	(38)	(538)	13	-	(692)	(38)	(730)	(2)
Material	-	(134)	(7)	(141)	8	-	(404)	(18)	(422)	-
Serviços de terceiros	(4.821)	(7.387)	(30)	(12.238)	(236)	(5.725)	(9.501)	(65)	(15.291)	(403)
Arrendamento e aluguéis	-	(8)	(2)	(10)	-	-	(45)	(4)	(49)	-
Amortização do ativo intangível	-	-	(3)	(3)	-	-	-	(6)	(6)	-
Outros	-	-	-	-	(121)	-	-	-	-	(170)
Total	(4.821)	(8.029)	(80)	(12.930)	(336)	(5.725)	(10.642)	(131)	(16.498)	(575)

(a) Em custos de O&M houve uma redução em 2024 em comparação a 2023, devido o investimento não reconhecido via RAP (Bens não elétricos, Ferramental, Bens Intangíveis).

Equatorial Transmissora 8 SPE S.A.

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias
Período findo em 30 de junho de 2024
(Valores expressos em milhares de reais)

17 Resultado financeiro

	01/04/2024 a 30/06/2024	01/01/2024 a 30/06/2024	01/04/2023 a 30/06/2023	01/01/2023 a 30/06/2023
Receitas financeiras				
Rendimento de aplicação financeira	2.321	4.273	4.269	6.882
PIS/COFINS sobre receita financeira	(108)	(199)	(199)	(320)
Outras receitas financeiras	11	12	-	2
Total de receitas financeiras	2.224	4.086	4.070	6.564
Despesas financeiras				
Encargos da dívida (a)	(9.939)	(21.225)	(12.953)	(26.185)
Variação monetária e cambial da dívida (a)	(2.065)	(7.091)	(2.288)	(7.574)
Juros, multas s/ operação de energia	-	(1)	-	(1)
Outras despesas financeiras	(807)	(1.550)	(795)	(1.378)
Total de despesas financeiras	(12.811)	(29.867)	(16.036)	(35.138)
Resultado financeiro	(10.587)	(25.781)	(11.966)	(28.574)

(a) A redução nos encargos e variação monetária da dívida, deu-se em função da variação do IPCA, que acumulado até junho de 2023 estava em 2,87% e acumulado até junho de 2024, fechou em 2,48%.

18 Instrumentos financeiros

18.1 Considerações gerais

A Companhia efetuou análise dos instrumentos financeiros, que incluem caixa e equivalentes de caixa, aplicações financeiras, contas a receber de clientes, fornecedores, empréstimos e financiamentos e debêntures, procedendo as devidas adequações em sua contabilização, quando necessário.

A Administração desses instrumentos financeiros é por meio de estratégias operacionais e controles internos visando assegurar liquidez, rentabilidade e segurança. A política de controle consiste em acompanhamento permanente das condições contratadas *versus* condições vigentes no mercado.

A Administração faz uso dos instrumentos financeiros visando remunerar ao máximo suas disponibilidades de caixa, manter a liquidez de seus ativos, proteger-se de variações de taxas de juros ou câmbio e obedecer aos índices financeiros constituídos em seus contratos de financiamento (*covenants*), conforme notas explicativas nº 9.4 e 10.4 - *Covenants* e garantias de empréstimos e financiamentos e Debêntures, respectivamente.

18.2 Política de utilização de derivativos

A Companhia poderá utilizar-se de operações com derivativos apenas para conferir proteção às oscilações de indexadores macroeconômicos e conferir proteção às oscilações de cotações de moedas estrangeiras. Estas operações não são realizadas em caráter especulativo. Em 30 de junho de 2024 e 31 de dezembro de 2023, a Companhia não possuía operações de instrumentos financeiros derivativos contratados.

18.3 Categoria e valor justo dos instrumentos financeiros

Os valores justos estimados de ativos e passivos financeiros da Companhia foram determinados por meio de informações disponíveis no mercado e metodologias apropriadas de avaliações.

Equatorial Transmissora 8 SPE S.A.

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação
Período findo em 30 de junho de 2024
(Valores expressos em milhares de reais)

Entretanto, considerável julgamento foi requerido na interpretação dos dados de mercado para produzir a estimativa do valor de realização mais adequado. Como consequência, as estimativas a seguir não indicam, necessariamente, os montantes que poderão ser realizados no mercado de troca corrente. O uso de diferentes metodologias de mercado pode ter um efeito material nos valores de realização estimados.

a) Mensuração do valor justo

Uma série de políticas e divulgações contábeis da Companhia requer a mensuração de valor justo para ativos e passivos financeiros e não financeiros.

Os saldos contábeis e os valores justos dos instrumentos financeiros incluídos no balanço patrimonial em 30 de junho de 2024 e 31 de dezembro de 2023 estão identificados conforme a seguir:

Ativo	Níveis	Categoria dos instrumentos financeiros	30/06/2024		31/12/2023	
			Contábil	Valores Justos	Contábil	Valores Justos
Caixa e depósitos bancários à vista	-	Custo amortizado	50	50	30	30
Equivalentes de caixa	2	Valor justo por meio do resultado	35.429	35.429	138	138
Aplicações financeiras	2	Valor justo por meio do resultado	69.313	69.313	58.755	58.755
Contas a receber de clientes	-	Custo amortizado	26.293	26.293	24.202	24.202
Total do ativo			<u>131.085</u>	<u>131.085</u>	<u>83.125</u>	<u>83.125</u>
Passivo	Níveis	Categoria dos instrumentos financeiros	30/06/2024		31/12/2023	
			Contábil	Valores Justos	Contábil	Valores Justos
Fornecedores	-	Custo amortizado	3.159	3.159	5.703	5.703
Empréstimos e financiamentos	-	Custo amortizado	412.303	415.232	425.758	428.790
Debêntures	-	Custo amortizado	243.961	245.378	237.749	320.359
Total do passivo			<u>659.423</u>	<u>663.769</u>	<u>669.210</u>	<u>754.852</u>

Caixa e equivalente de caixa - os saldos de caixa são classificados como custo amortizado e estão registrados pelos seus valores originais (custo amortizado). Os saldos de equivalentes de caixa, são classificados como de valor justo por meio do resultado. Nível 2 na hierarquia de valor justo;

Aplicações financeiras - são classificados como de valor justo por meio do resultado. A hierarquia de valor justo dos investimentos de curto prazo é nível 2, pois em sua maioria, são aplicados em fundos exclusivos onde os vencimentos limitam-se doze meses, assim a Administração entende que seu valor justo já está refletido no valor contábil. Os fatores relevantes para avaliação ao valor justo são publicamente observáveis tais como CDI;

Contas a receber de clientes - decorrem diretamente das operações da Companhia, são classificados como custo amortizado, e estão registrados pelos seus valores originais sujeitos a provisão para perdas e ajustes a valor presente, quando aplicável;

Fornecedores - decorrem diretamente da operação da Companhia e são classificados como custo amortizado;

Equatorial Transmissora 8 SPE S.A.

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação

Período findo em 30 de junho de 2024

(Valores expressos em milhares de reais)

Empréstimos e financiamentos - têm o propósito de gerar recursos para financiar os programas de investimentos da Companhia e eventualmente gerenciar necessidades de curto prazo, são classificadas como passivo ao custo amortizado. Para fins de divulgação, as operações com propósito de giro tiveram seus valores de mercado calculados com base em taxas de dívida equivalente, divulgadas pela B3 e ANBIMA (Associação Brasileira das Entidades dos Mercados Financeiro e de Capitais); e

Debêntures - são classificadas como custo amortizado e estão contabilizados pelo seu valor amortizado. Para fins de divulgação, as debêntures tiveram seus valores de mercado calculados com base em taxas de mercado secundário da própria dívida ou dívida equivalente, divulgadas pela Associação Brasileira das Entidades dos Mercados Financeiro e de Capitais (ANBIMA) e B3 S.A.

18.4 Gerenciamento dos riscos financeiros

O Conselho de Administração da Companhia tem a responsabilidade global sobre o estabelecimento e supervisão da estrutura de gerenciamento de risco da Companhia. A Administração da Companhia define a forma de tratamento e os responsáveis por acompanhar cada um dos riscos levantados, para sua prevenção e controle.

As políticas de gerenciamento de risco da Companhia são estabelecidas para identificar e analisar os riscos aos quais está exposta, para definir limites de riscos e controles apropriados, e para monitorar os riscos e a aderência aos limites definidos. As políticas de gerenciamento de risco e os sistemas são revisados regularmente para refletir mudanças nas condições de mercado e nas suas atividades. A Companhia através de suas normas e procedimentos de treinamento e gerenciamento, busca manter um ambiente de disciplina e controle no qual todos os funcionários tenham consciência de suas atribuições e obrigações.

O Comitê de Auditoria da Controladora indireta Equatorial Energia S.A., supervisiona a forma como a Administração da Companhia monitora a aderência aos procedimentos de gerenciamento de risco, e revisa a adequação da estrutura de gerenciamento de risco em relação aos riscos aos quais está exposta. O Comitê de Auditoria da controladora indireta Equatorial Energia S.A. é auxiliado pelo time de auditoria interna na execução de suas atribuições. A auditoria interna realiza revisões regulares e esporádicas nos procedimentos de gerenciamento de risco, e o resultado é reportado para o Comitê de Auditoria da controladora indireta Equatorial Energia S.A.

Para o período findo em 30 de junho de 2024, não houve mudança nas políticas de gerenciamento de risco da Companhia em relação ao exercício anterior, findo em 31 de dezembro de 2023.

19 Demonstração dos fluxos de caixa

19.1 Mudanças nos passivos atividades de financiamento

O CPC 03 (R2) - Demonstrações de Fluxo de Caixa, em sua revisão, trouxe que as transações que não envolvem o uso de caixa ou equivalente de caixa devem ser excluídas das demonstrações de fluxo de caixa e apresentadas separadamente em nota explicativa.

Equatorial Transmissora 8 SPE S.A.

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação
Período findo em 30 de junho de 2024
(Valores expressos em milhares de reais)

Todas as demonstrações que não envolveram o uso de caixa ou equivalente de caixa, ou seja, que não estão demonstradas nas demonstrações de fluxo de caixa, estão demonstradas na tabela abaixo:

	Efeito não caixa
Atividades de financiamento	
Dividendos adicionais propostos 2023	27.772
Total	2.7724

19.2 Mudanças nos passivos atividades de financiamento

	31/12/2023	Fluxo de Caixa	Pagamentos de juros (*)	Outros (**)	30/06/2024
Empréstimos e financiamentos	425.758	(14.189)	(14.324)	15.058	412.303
Debêntures	237.749	(1.246)	(5.800)	13.258	243.961
Dividendos a pagar	4.140	-	-	27.772	31.912
Total	667.647	(15.435)	(20.124)	56.088	688.176

(*) A Companhia classifica juros pagos como fluxos de caixa das atividades operacionais.

(**) As movimentações incluídas na coluna de "Outros" incluem os efeitos dos dividendos constituídos, das apropriações de encargos de dívidas, juros e variações monetárias líquidas, capitalização de juros e dividendos a pagar no final do período.

20 Eventos subsequentes

Homologação da Receita Anual Permitida (RAP)

Em 16 de julho de 2024, por intermédio da resolução homologatória nº 3.348/2024, a Agência Nacional de Energia Elétrica "ANEEL" estabeleceu os novos valores das Receitas Anuais Permitidas - RAP, pela disponibilização das instalações sob responsabilidade de concessionárias de serviço público de transmissão de energia. Para o ciclo 2024-2025, com início em 01 de julho de 2024, como consequência da revisão tarifária periódica, o incremento em comparação ao previsto no contrato de concessão, na receita da Companhia, foi de R\$ 8.441 (atualizados uma parte da receita pelo Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo - IPCA em 3,93% e outra parte da receita atualizada por meio da REN 905/2020). Com isso, para esse novo ciclo tarifário, 2024-2025, a RAP da Companhia é de R\$ 193.469.

Conselho de Administração

Augusto Miranda da Paz Júnior

Leonardo da Silva Lucas Tavares de Lima

José Silva Sobral Neto

Carlos Augusto Leone Piani

Comitê de Auditoria Estatutário

Carlos Augusto Leone Piani

João Alberto da Silva Neto

Tiago de Almeida Noel

Diretoria Executiva

Joseph Zwecker Junior

Diretor Presidente

Leonardo da Silva Lucas Tavares de Lima
Diretor Financeiro / Relação com os Investidores

Cristiano de Lima Logrado
Diretor

Bruno Pinheiro Macedo Couto
Superintendente de Ativos e Contabilidade
Contador CRC MA 011842-O-3 S-DF

Release de Resultados 2T24

EQTL
B3 LISTED NM



Brasília, 14 de agosto de 2024 – A Equatorial Energia 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 2024 (2T24).

EBITDA Consolidado Ajustado cresce 11%, R\$ 2,4 bilhões no período (vs. 2T23)

Crescimento de mercado das distribuidoras, disciplina de custos, manutenção dos níveis de perdas e alavancagem controlada são os destaques do trimestre

- **Perdas totais consolidadas** enquadradas no nível regulatório pelo terceiro trimestre consecutivo.
- **Volume total de energia distribuída** com crescimento consolidado de 8,0% (vs 2T23), destaque para Amapá (+18,4%), Maranhão (+11,1%), Piauí (+11,5%) e Goiás (+10,9%), que alcançaram crescimento percentual com dois dígitos.
- **Investimentos consolidados** totalizaram cerca de **R\$ 2,1 bilhões** no 2T24, redução de R\$ 0,6 bilhão quando comparado ao 2T23, reflexo do estágio final de implementação do pipeline de renováveis.
- Relação **Dívida Líquida / EBITDA consolidado** na visão *covenant*, encerrou o 2T24 em **3,2x**, 0,1x menor que o 1T24.
- **Disponibilidade** do período atingiu **R\$ 12,6 bilhões**, com uma relação **Caixa / Dívida de curto prazo de 2,2x**.
- **Equatorial se consagra Investidor de Referência da SABESP** e adquire **participação de 15%** na companhia (R\$ 67,00 reais por ação – R\$ 6,8 Bilhões), ratificando a estratégia de ampliar sua atuação na prestação de serviços de saneamento.
- **Funding para aquisição de SABESP – R\$ 5,6 bilhões** emitidos com um custo all in de **CDI + 1,36%** a.a e um prazo de **18 meses**.
- **Início de operação comercial** dos projetos solares da Echoenergia: **Ribeiro Gonçalves** em maio e de **Barreiras 1** em julho.
- Conclusão do aumento de capital com utilização de créditos com dividendos (**R\$ 516 milhões**) em **18/07**.
- **Assinatura do contrato de venda da SPE 7** (efeito no 2T24 de **desconsolidação de R\$ 413 milhões de dívida**) em 08/07.
- **Aprovado o aumento de capital com limite de até R\$ 2,5 bilhões** no dia **13/08**.

PRINCIPAIS MACROINDICADORES ¹

Destaques Financeiros	2T23	2T24	Δ%	Δ
R\$ milhões				
Receita operacional líquida (ROL)	9.201	10.489	14,0%	1.288
EBITDA ajustado (trimestral)	2.186	2.428	11,1%	242
Margem EBITDA (%ROL)	23,8%	23,1%	-0,6 p.p.	
EBITDA ajustado (12 meses)	8.849	11.161	26,1%	2.312
Lucro líquido ajustado	262	306	16,8%	44
Margem líquida (%ROL)	2,8%	2,9%	0,1 p.p.	
Investimentos	2.690	2.052	-23,7%	(638)
Dívida líquida	34.466	35.906	4,2%	1.440
Dívida líquida/EBITDA ajustado (12m - Covenants)	3,8	3,2	-0,6x	
Disponibilidade / Dívida de curto prazo	1,8	2,2	0,4x	

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.....	5
CUSTOS E DESPESAS	7
EBITDA.....	8
RESULTADO FINANCEIRO	9
LUCRO LÍQUIDO.....	10
ENDIVIDAMENTO	12
INVESTIMENTOS	13
ESG (Environmental, Social and Governance)	14
DISTRIBUIÇÃO.....	15
DESEMPENHO COMERCIAL	15
DESEMPENHO OPERACIONAL	17
DESEMPENHO FINANCEIRO.....	18
MARGEM BRUTA	18
DESPESAS OPERACIONAIS E PMSO/CONSUMIDOR	19
EBITDA.....	21
EFEITOS NÃO RECORRENTES EBITDA	23
RESULTADO FINANCEIRO	24
LUCRO LÍQUIDO.....	24
INVESTIMENTOS	24
TRANSMISSÃO	25
DESEMPENHO FINANCEIRO.....	25
RENOVÁVEIS.....	27
DESEMPENHO OPERACIONAL	27
DESEMPENHO FINANCEIRO.....	31
SANEAMENTO	34
DESEMPENHO OPERACIONAL E COMERCIAL.....	34
DESEMPENHO FINANCEIRO.....	34
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.

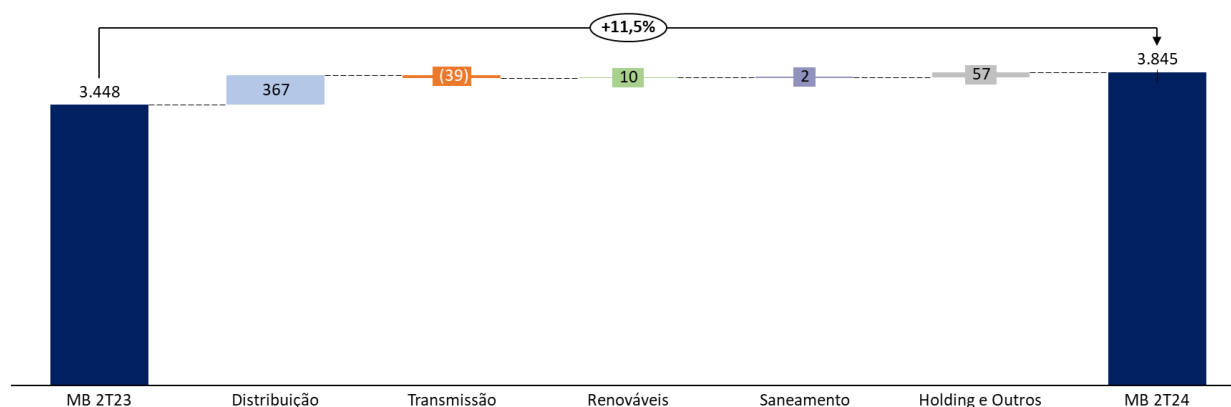
Critérios contábeis adotados:

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	2T23	2T24	Δ%	Δ
R\$ milhões				
Receita operacional bruta (ROB)	12.540	14.533	15,9%	1.993
Receita operacional líquida (ROL)	9.201	10.489	14,0%	1.288
Custo de energia elétrica	(5.708)	(6.350)	11,3%	(643)
Margem Bruta	3.494	4.139	18,5%	645
Margem Bruta Ajustada	3.448	3.845	11,5%	397
Custo e despesas operacionais	(991)	(1.367)	37,9%	(376)
Outras receitas/despesas operacionais	(133)	(175)	32,2%	(43)
EBITDA	2.370	2.597	9,6%	227
EBITDA Ajustado	2.186	2.428	11,1%	242
Depreciação	(432)	(515)	19,1%	(83)
Amortização de ágio	(136)	(143)	5,3%	(7)
Resultado do serviço (EBIT)	1.802	1.939	7,6%	137
Resultado financeiro	(1.098)	(944)	-14,0%	154
Resultado financeiro ajustado	(762)	(985)	29,2%	(223)
Lucro antes da tributação (EBT)	704	995	41,3%	291
IR/CSLL	(33)	(299)	799,0%	(266)
Participações minoritárias	(153)	(187)	22,0%	(34)
Lucro líquido Ex Minoritários	518	508	-1,8%	(9)
Lucro líquido Ajustado	262	306	16,8%	44
Investimentos	2.690	2.052	-23,7%	(638)

MARGEM BRUTA AJUSTADA

De forma consolidada, a Margem Bruta ajustada do grupo Equatorial no 2T24 apresentou um crescimento de 11,5% em comparação ao 2T23, totalizando R\$ 3,8 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, onde destaca-se o crescimento da Equatorial Goiás (R\$ 290,1 milhões). Vale ressaltar que a redução da margem no segmento de Transmissão (- R\$ 39 milhões) se dá pela venda da INTESA, que não é mais consolidada no 2T24.

Neste trimestre, as variações de crescimento de mercado impactaram o resultado positivamente em R\$ 171 milhões, enquanto o aumento de tarifa somou R\$ 219 milhões e a melhora de perdas resultou em um resultado positivo de R\$ 16 milhões. Este resultado foi parcialmente compensado pela variação negativa da renda não faturada, ultrapassagem de demanda e energia reativa e pelos créditos tributários, que juntos somaram R\$ 51 milhões.

Na tabela abaixo apresentamos os efeitos não recorrentes da Margem Bruta abertos por segmento:

Não Recorrentes	Distribuição	Transmissão	Renováveis	Saneamento	Outros	2T24 Total
Receita Operacional	(81)	-	-	-	-	(81)
Multa de Acréscimo Moratório	2	-	-	-	-	2
Reconhecimento RTE	(60)	-	-	-	-	(60)
Flexibilização de perdas via CCC	(24)	-	-	-	-	(24)
Deduções da receita operacional	-	-	-	-	-	-
Receita operacional líquida	(81)	-	-	-	-	(81)
Custo do serviço de energia elétrica	-	-	-	-	-	-
Margem Bruta	(81)	-	-	-	-	(81)

Abaixo o detalhamento do efeito que foi concentrado no segmento de Distribuição:

Receita Operacional:

- (i) *Multa de Acréscimo moratório (CEA): Efeito que corrige o lançamento de multas de acréscimo moratório no resultado financeiro. Este efeito também aparece nos não recorrentes do resultado financeiro com o sinal oposto.*
- (ii) *Reconhecimento RTE (CEA): Efeito que reflete os reconhecimentos de ativos regulatórios feitos após a homologação da revisão tarifária extraordinária do Amapá.*
- (iii) *Flexibilização de perdas via CCC (CEA): Efeito que mapeia o recebimento retroativo da cobertura de perdas via CCC do Amapá (recebimento em abril que retroage a dezembro de 2023)*

CUSTOS E DESPESAS

Custos Operacionais	2T23	Δ Distribuição	Δ Transmissão	Δ Renováveis	Δ Outros*	2T24	Δ%	Δ
R\$ milhões								
(+) Pessoal	337	-37	-2	7	7	312	-7,2%	-24
(+) Material	20	38	-14	-3	4	46	128,0%	26
(+) Serviço de terceiros	485	120	13	15	36	668	37,7%	183
(+) Outros	59	54	-1	0	-71	42	-29,9%	-18
(=) PMSO Reportado	902	175	-4	19	-23	1.069	18,5%	167
Ajustes	141	-	-	-	-	-24	-117,2%	-166
PMSO Ajustado	1.043	10	-4	19	-23	1.044	0,1%	1
(+) Provisões	79	-101	0	0	302	280	254,3%	201
(+) Sistemas Isolados e Subv. CCC	11	8	0	0	0	18	72,3%	8
(+) Outras receitas/despesas operacionais	133	33	0	0	10	175	32,2%	43
(+) Depreciação e amortização	432	92	8	-10	-7	515	19,1%	83
Custos e Despesas Reportado	1.556	206	4	8	282	2.057	32,2%	501
IPCA (12 meses)				4,23%				
IGPM (12 meses)				2,45%				

*Inclui PPAs e Eliminações

O PMSO Ajustado reduziu 0,8% no comparativo entre trimestres, de R\$ 1.053 milhões para R\$ 1.044 milhões. A variação ajustada abaixo da inflação apurada é reflexo da disciplina de custos da companhia no período. Como principais efeitos do trimestre, destacamos:

- (i) Aumento de R\$ 10 milhões no segmento de Distribuição, principalmente, em função do robustecimento de equipes de campo na Equatorial Maranhão;
- (ii) Aumento de R\$ 19 milhões no segmento de Renováveis, principalmente nas linhas de Serviços e Pessoal, resultado da finalização dos parques solares; e
- (iii) Redução de R\$ 34 milhões em Outros, explicado majoritariamente pela variação de PPAs entre o 2T23 e o 2T24.

A variação presente na linha de provisões, assim como a variação da linha de Outros, reflete os movimentos de PPAs (principalmente na Equatorial Goiás) que afetaram o 2T23 (R\$ 274 milhões) e o 2T24 (R\$ 20 milhões)

É importante mencionar que, apesar de ajustarmos a linha de Outras Receitas/Despesas Operacionais no EBITDA, esta linha teve um impacto de R\$ 26 milhões referentes a provisões de estoque realizadas na CEEE-D, e que essas provisões reduzem o CAPEX do período.

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

Não Recorrentes	Distribuição	Transmissão	Renováveis	Saneamento	Outros	2T24 Total
Custos e Despesas Operacionais	24	-	-	-	-	24
Material	3	-	-	-	-	3
Serviços de Terceiros	22	-	-	-	-	22
Provisões	-	-	-	-	-	-
Custos e Despesas	24	-	-	-	-	24

Abaixo o detalhamento dos efeitos não recorrentes que foram concentrados no segmento de Distribuição:

Custos e Despesas Operacionais:

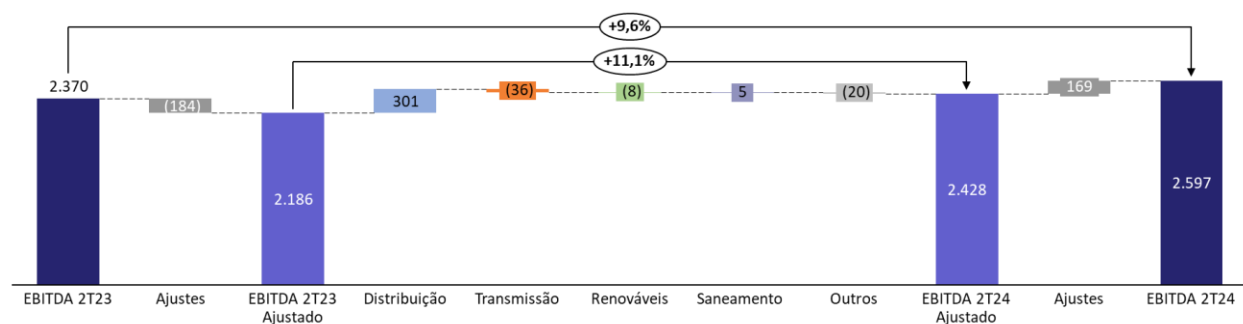
Material

- (i) Despesas com processo de primarização (Alagoas): Ajuste em função da aquisição de equipamentos de proteção individual e coletiva decorrente do processo de primarização na Equatorial Alagoas.

Serviços de Terceiros

- (i) *Honorários advocatícios, despesas com o processo de primarização e consultorias (Maranhão, Alagoas e Goiás): Ajustes referentes a despesas não recorrentes com processos judiciais em Goiás, consultorias e treinamentos do processo de primarização em Alagoas e despesa com consultoria de planejamento estratégico no Maranhão.*

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

EBITDA**EBITDA (em R\$ milhões)**

O EBITDA reportado da Equatorial atingiu R\$ 2.597 milhões no 2T24, valor 9,6% superior ao 2T23.

Já o EBITDA ajustado por efeitos não recorrentes e não caixa alcançou R\$ 2.428 milhões, 11,1% superior ao mesmo período do ano anterior, ou R\$ 241 milhões superior, aumento proveniente do segmento de distribuição, que no trimestre teve uma variação de R\$ 300 milhões, onde destacamos a variação da Equatorial Goiás (R\$ 280 milhões).

É importante mencionar que o EBITDA ajustado já contempla os ajustes não caixa e IFRS (VNR, IFRS 9 e MtM).

A seguir apresentamos a conciliação do EBITDA Reportado, conforme Instrução CVM 527/12:

EBITDA	2T23	2T24	Δ%	Δ
R\$ milhões				
EBITDA Equatorial Societário	2.370	2.597	9,6%	227
Ajustes EBITDA	(184)	(169)	-8,4%	15
Não Recorrentes	(5)	43	N/A	48
(-) IFRS 9 (Transmissão)	(46)	(43)	-5,9%	3
(-) VNR	(96)	(170)	76,2%	(73)
(-) MtM	(37)	0	-101,2%	38
EBITDA Equatorial Ajustado	2.186	2.428	11,1%	242

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

Não Recorrentes	Distribuição	Transmissão	Renováveis	Saneamento	Outros	2T24 Total
Margem Bruta	(81)	-	-	-	-	(81)
Custos e Despesas	24	-	-	-	-	24
Outras receitas/despesas operacionais	165	-	-	-	-	165
Ajustes IFRS (VNR / IFRS 9 / MtM)	(170)	(43)	-	-	0	(212)
PPAs	-	-	-	-	(64)	(64)
Ajustes EBITDA	(62)	(43)	-	-	(64)	(169)

Os ajustes do EBITDA nesse trimestre foram concentrados nas distribuidoras do grupo, e estão representados nas seções anteriores “Margem Bruta” e “Custos e Despesas”. Para maiores detalhes, ver seção de “Distribuição”.

RESULTADO FINANCEIRO

Resultado Financeiro líquido	2T23	Δ Distribuição	Δ Transmissão	Δ Renováveis	Δ Outros	2T24	Δ%	Δ
R\$ milhões								
(+) Rendas Financeiras	310	1	10	(2)	(28)	291	-6,1%	(19)
(+) Acréscimo Moratório - Venda de Energia	108	10	-	-	-	118	9,4%	10
(+) Encargos da dívida	(1.346)	(0)	30	(4)	104	(1.216)	-9,7%	130
(+) Encargos CVA	4	(39)	-	-	5	(30)	-862,4%	(34)
(+) AVP - Comercial	7	(15)	-	-	-	(8)	-211,3%	(15)
(+) Contingências	(58)	283	-	-	(289)	(63)	9,5%	(5)
(+) Outras Receitas / Despesas	(123)	(104)	4	(5)	193	(35)	-71,2%	87
Resultado financeiro	(1.098)	136	44	(11)	(15)	(944)	-14,0%	154
(-/+ Efeitos Não Recorrentes	283					35	-87,7%	(249)
(-/+ Efeitos Não Caixa	52					(76)	-246,0%	(128)
Resultado financeiro ajustado	(762)					(985)	29,2%	(223)

É importante destacar que a partir deste trimestre estamos destacando o efeito da atualização da opção de compra sobre a participação de ações preferenciais na Equatorial Distribuição. O efeito da atualização não tem efeito caixa e está sendo ajustado de maneira similar aos efeitos não recorrentes, e que o ajuste também foi mapeado para o 2T23.

De forma consolidada, o resultado financeiro reportado da Companhia atingiu R\$ 944 milhões negativos contra R\$ 1.098 milhões negativos no 2T23.

A seguir, apresentamos os efeitos não recorrentes e não caixa do período:

Não Recorrentes	Distribuição	Transmissão	Renováveis	Saneamento	Outros	2T24 Total
Receitas Financeiras	(2)	-	-	-	-	(2)
Multa de Acréscimo Moratório	(2)	-	-	-	-	(2)
Despesas Financeiras	37	-	-	-	-	37
Fee - Pré pagamento	5	-	-	-	-	5
Constituição de passivo tributário - Parcelamento REFIS	32	-	-	-	-	32
Resultado Financeiro	35	-	-	-	-	35
Não Caixa	Distribuição	Transmissão	Renováveis	Saneamento	Outros	2T24 Total
Atualização PNs	-	-	-	-	(76)	(76)

Abaixo as explicações dos efeitos não recorrentes:

Receitas Financeiras

- (i) *Multa de Acréscimo moratório (CEA): Efeito que corrige o lançamento de multas de acréscimo moratório no resultado financeiro. Este efeito também aparece nos não recorrentes da margem bruta com o sinal oposto.*

Despesas Financeiras

- (i) *Fee – Pré-Pagamento (Goiás): Taxa paga pelo pré-pagamento parcial da 2ª emissão de debentures da Equatorial Goiás.*

- (ii) *Constituição de passivo tributário - Parcelamento REFIS (MA/PA/PI/AL): efeito referente à constituição do passivo tributário e parcelamento pelo REFIS.*

O resultado financeiro ajustado por efeitos não recorrentes e não caixa no 2T24 foi de R\$ 985 milhões negativos, 29,2% maior em relação ao 2T23, influenciada principalmente pelo segmento de Distribuição. O detalhamento dos efeitos que afetaram o trimestre pode ser encontrados na seção de distribuição.

LUCRO LÍQUIDO

De forma consolidada, o lucro líquido do período foi de R\$ 695 milhões, enquanto o lucro líquido ajustado do período foi de R\$ 306 milhões, R\$ 44 milhões maior que o mesmo período do ano anterior.

Lucro Líquido Consolidado (R\$ Milhões)	2T23	2T24	Δ%	Δ
Distribuição	247	588	138,1%	341
Transmissão	90	125	39,0%	35
Intesa	25	-	-100,0%	(25)
Echoenergia	(49)	(32)	-35,0%	17
Echo Crescimento	0	(23)	-24120,6%	(23)
Serviços	23	(11)	-149,4%	(34)
CSA	(57)	(49)	-13,8%	8
PPAS	576	105	-81,7%	(470)
Holding + outros	(183)	(8)	-95,8%	175
(=) Lucro Líquido	671	695	3,6%	24
<i>(-) Participações Minoritárias</i>	<i>153</i>	<i>187</i>	<i>22,0%</i>	<i>34</i>
(=) Lucro Líquido Ex Minoritários	518	508	-1,8%	(9)
Ajustes Totais	(409)	(389)	-4,8%	20
Ajustes Distribuição	279	(45)	-116,0%	(323)
Ajustes Transmissão	-	-	N/A	-
Ajustes Renováveis	-	-	N/A	-
Ajustes Saneamento	-	-	N/A	-
Ajustes Serviços	-	-	N/A	-
Ajustes PPAS e Holding	(576)	(105)	-81,7%	470
Ajustes PNs - Não caixa	52	(76)		
Ajustes IFRS (VNR, IFRS e MtM)	(164)	(163)	-0,5%	1
(=) Lucro Líquido Equatorial Ajustado	262	306	16,8%	44

As participações minoritárias da companhia são afetadas pela atualização das ações PN emitidas na Equatorial Distribuição, e por isso não refletem a participação econômica existente na Equatorial. O Lucro Líquido Ajustado por minoritários, para uma visão mais aderente, deve levar em consideração: (i) as participações minoritárias das empresas do grupo, que no trimestre atingiram R\$ 56,3 milhões, e (ii) o valor da atualização das PNs por CDI, que no trimestre atingiu R\$ 105,4 milhões. Realizando esses ajustes, o Lucro líquido ex minoritários seria de R\$ 533 milhões.

É importante ressaltar que a partir deste trimestre, 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:

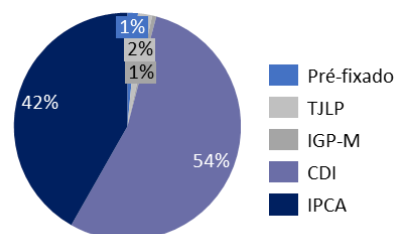
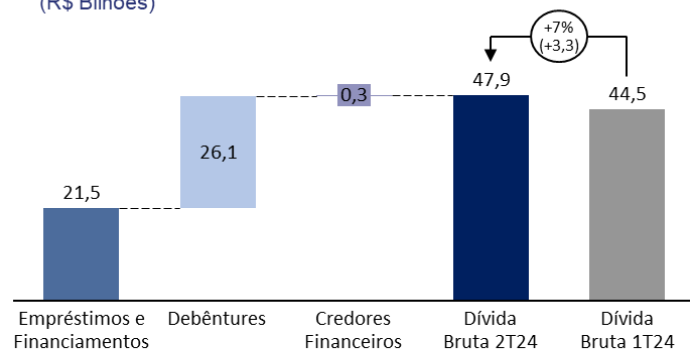
Não Recorrentes	Distribuição	Transmissão	Renováveis	Saneamento	Outros	2T24 Total
Ajustes EBITDA	(58)	-	-	-	-	(58)
Depreciação	(12)	-	-	-	-	(12)
Resultado Financeiro	35	-	-	-	-	35
Impostos	(12)	-	-	-	-	(12)
PPAs	-	-	-	-	(105)	(105)
Ajuste PNs - Não caixa	-	-	-	-	(76)	(76)
Ajustes IFRS (VNR / IFRS 9 / MtM) líquido de impostos	(112)	(52)	-	-	0	(163)
Ajustes Totais Lucro Líquido	(158)	(52)	-	-	(181)	(391)

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\$ 47,9 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

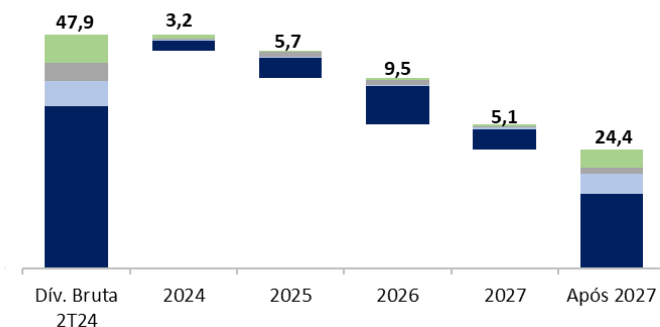
Build-up - Covenants	
Dívida Bruta	47,9
(-) Ajustes Covenants	- 0,7
(-) Disponibilidades	12,6
Dívida Líquida	35,9
EBITDA Covenants	11,1
Dívida líquida / EBITDA	3,2

Prazo e Custo Médio

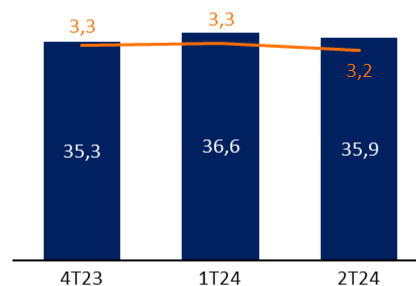
5,4 anos / 11,36% a.a.

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\$ 35,9 bilhões, implicando numa relação dívida líquida/EBITDA para fins de *covenants* de 3,2x, com a redução de 0,1x contra o trimestre anterior. É importante mencionar que tivemos alguns avanços no trimestre das opcionalidades utilizadas para gestão da alavancagem, como a capitalização de dividendos da Equatorial Energia, que teve um impacto de R\$ 516 milhões, e a desconsolidação da dívida da SPE 7, que

está classificada como ativo à venda e tem um impacto de R\$ 413 milhões de redução da dívida. Além desses pontos, como evento subsequente também obtivemos o ganho do earnout da INTESA, no valor de R\$ 18 milhões.

A cobertura de caixa com relação as obrigações de curto prazo da Companhia fecharam o 2T24 em 2,2x.

INVESTIMENTOS

As informações relativas aos Investimentos realizados consideram 100% de Maranhão, Pará, Piauí, Alagoas, CEEE-D, CEA, Goiás, Intesa, Equatorial Transmissão, Echoenergia, CSA e Equatorial Serviços nos períodos reportados. Os novos ativos, são considerados a partir de suas respectivas consolidações.

No 2T24, o total investido, consolidado, foi de R\$ 2,1 bilhões, volume 24% inferior ao registrado no 2T23.

Investimentos	2T23	2T24	Δ%	Δ
R\$ milhões				
Distribuição	1.989	1.918	-4%	-71
Ativos elétricos	1.626	1.523	-6%	-102
Obrigações especiais	197	220	12%	23
Ativos não elétricos	166	174	5%	8
Transmissão	16	2	-89%	-14
SPes 1 a 8	15	2	-89%	-14
Intesa	0	-	100%	0
Renováveis	642	85	-87%	-557
Ativos Operacionais	17	18	5%	1
Projetos em desenvolvimento	625	67	-	-558
Saneamento	25	38	54%	13
Outros	19	10	-48%	-9
Total Equatorial	2.690	2.052	-24%	-638

A variação decorre principalmente da redução de 87% dos investimentos no segmento de Renováveis, efeito que reflete a entrada em operação do parque de Ribeiro Gonçalves e o estágio final do investimento de Barreiras 1 no 2T24.

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

ESG (Environmental, Social and Governance)

No segundo trimestre do ano a Companhia continuou avançando em sua jornada de segurança, programa iniciado ao final de 2023 e que trabalha de forma integrada os pilares de capacitação, liderança, comportamento, fornecedores e população. São 33 ações segmentadas, acompanhadas mensalmente por um Comitê de Segurança, responsável por reportar à Presidência a evolução de indicadores, índices e métricas, que basicamente devem convergir para a diminuição das taxas de frequência e de gravidade dos acidentes envolvendo empregados próprios e terceiros.

É importante ressaltar, de igual maneira, a evolução das iniciativas de redução de emissões do Grupo no trimestre: com SF6, projeto iniciado em 2023, a Companhia reduziu em 25% a intensidade de emissões do gás por meio da manutenção dos disjuntores presentes em seus parques de alta tensão. O gás SF6 é um dos mais impactantes para o aquecimento global, sendo cerca de 23.500 vezes mais potente que o dióxido de carbono em termos de capacidade de retenção de calor na atmosfera. Em linha com o projeto de SF6, a Companhia seguiu com seu incentivo ao aumento do consumo de combustível renovável, aumentando em mais de 2000% o consumo de etanol em sua frota flex, contribuindo para a redução de 32% no consumo de gasolina.

O número de clientes beneficiados pela Tarifa Social de Energia Elétrica (TSEE) cresceu 6% em relação ao trimestre passado, fruto das ações da Companhia junto ao poder público a fim de ampliar o alcance do programa e facilitar o acesso de famílias de baixa renda ao benefício, aliviando o impacto dos custos de energia no orçamento doméstico.

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

Indicadores ESG	Medida	2T23	2T24	Δ%
Ambiental				
Consumo de Combustíveis Renováveis na Frota Administrativa	L	7.603	171.539	2156,1%
Intensidade de Emissões de SF6	tCO2eq/GWh	0,07	0,05	-25,3%
# de Ligações em Áreas Remotas via SIGFI (Sistema Individual de Geração de Energia Elétrica com Fonte Intermitente)	#	3.414	3.231	-5,4%
Investimentos P&D e Eficiência Energética em Meio Ambiente	R\$ mil	2.258	830	-63,2%
Social				
% de Mulheres no Grupo Equatorial Energia	%	35%	36%	1p.p.
% de Mulheres em Cargos de Liderança x Total de Líderes	%	21%	22%	1,6p.p.
% de Negros em Cargos de Liderança x Total de Líderes	%	7%	7%	0,5p.p.
% de Fornecedores Locais	%	40%	43%	3,2p.p.
Investimentos Sociais	R\$ mil	14.988	10.253	-31,6%
TG Próprios	#	2.327	4	-99,8%
TG Terceiros	#	593	1.563	163,6%
Número de óbitos de empregados (próprios + terceiros)	#	4	6	50,0%
Número de Acidentes com a População	#	8	4	-50,0%
Número de Unidades Consumidoras (UCs) beneficiadas pela Tarifa Social de Energia Elétrica (TSEE)	# mil	4.091	4.317	5,5%
Governança				
% de Conselheiros Independentes ¹	%	100%	100%	0p.p.
% de Mulheres no Conselho	%	22%	14%	-36,4%
% de Colaboradores Treinados na Trilha de Integridade	%	71%	62%	-12,0%
Casos Registrados no Canal de Ética	#	104	136	30,8%

1 - Considera composição atual

2 - É importante destacar que, até o ano passado, o controle da Trilha de Integridade era realizado apenas nas empresas EQTL MA, EQTL PA, EQTL PI, EQTL AL, EQTL ENERGIA e EQTL TRANSMISSÃO. A partir de janeiro de 2024, a Companhia passou a monitorar todas as unidades de negócio.

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

DISTRIBUIÇÃO

DESEMPENHO COMERCIAL

Dados Operacionais		2T23								2T24							
	Medida	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total
Energia Injetada SIN	GWh	2.254	3.381	1.176	1.252	2.171	475	4.240	14.949	2.430	3.594	1.241	1.295	2.224	482	4.607	15.872
Sistema isolado	GWh	0	63	0	0	0	12	0	75	1	70	0	0	0	13	0	84
Energia injetada - GD	GWh	119	151	117	65	82	8	295	837	166	232	177	100	66	16	402	1.159
Energia Injetada Total	GWh	2.373	3.595	1.293	1.317	2.253	495	4.535	15.862	2.596	3.896	1.417	1.395	2.291	512	5.008	17.116
<i>Variação Injetada Total (%)</i>	<i>%</i>									<i>9,4%</i>	<i>8,4%</i>	<i>9,6%</i>	<i>5,9%</i>	<i>1,6%</i>	<i>3,4%</i>	<i>10,4%</i>	<i>7,9%</i>
Residencial - convencional	GWh	646	709	276	298	691	87	1.237	3.943	740	770	306	311	681	102	1.358	4.268
Residencial - baixa renda	GWh	394	417	193	153	104	73	189	1.523	436	447	202	181	105	87	247	1.706
Industrial	GWh	39	85	23	28	64	8	104	350	31	72	18	22	46	9	90	288
Comercial	GWh	156	334	135	149	356	67	443	1.640	155	319	127	127	310	61	447	1.546
Outros	GWh	384	383	210	206	290	38	790	2.301	409	409	230	194	255	41	814	2.352
Consumidores Cativos	GWh	1.620	1.927	837	833	1.504	273	2.763	9.757	1.770	2.018	882	836	1.398	300	2.956	10.159
Industrial	GWh	103	310	31	150	290	1	865	1.751	100	293	39	168	276	2	947	1.826
Comercial	GWh	114	198	49	53	172	3	138	726	136	232	64	80	191	16	189	908
Outros	GWh	2	31	17	0	19	0	31	100	8	33	18	12	42	4	48	166
Consumidores livres	GWh	219	539	97	202	480	4	1.034	2.576	244	558	122	261	509	22	1.185	2.900
Energia de Conexão	GWh	2	0	38	4	16	0	3	63	2	4	44	4	16	0	3	73
Energia Faturada	GWh	1.841	2.466	972	1.040	2.000	277	3.800	12.397	2.016	2.580	1.048	1.101	1.922	322	4.144	13.133
<i>Variação Faturada (%)</i>	<i>%</i>									<i>9,5%</i>	<i>4,6%</i>	<i>7,8%</i>	<i>5,9%</i>	<i>-3,9%</i>	<i>16,2%</i>	<i>9,1%</i>	<i>5,9%</i>
Energia de Compensação - GD	GWh	100	118	91	55	70	6	233	674	139	194	137	84	89	14	330	987
Energia Distribuída	GWh	1.941	2.584	1.063	1.095	2.071	283	4.033	13.071	2.155	2.774	1.185	1.185	2.011	335	4.474	14.120
<i>Variação Distribuída (%)</i>	<i>%</i>									<i>11,1%</i>	<i>7,3%</i>	<i>11,5%</i>	<i>8,2%</i>	<i>-2,9%</i>	<i>18,4%</i>	<i>10,9%</i>	<i>8,0%</i>
Número de Consumidores	MIL	2.706	2.962	1.490	1.336	1.899	211	3.315	13.919	2.768	3.114	1.527	1.371	1.703	229	3.392	14.103
<i>Variação Número de Consumidores (%)</i>	<i>%</i>									<i>2,3%</i>	<i>5,1%</i>	<i>2,5%</i>	<i>2,6%</i>	<i>-10,3%</i>	<i>8,4%</i>	<i>2,3%</i>	<i>1,3%</i>
Perdas totais	GWh	432	1.011	230	222	183	212	501	2.791	441	1.122	233	209	279	177	535	2.996
Perdas Totais / Injetada Total - 12m	%	17,5%	27,6%	18,2%	18,3%	14,0%	43,7%	11,9%	18,6%	17,9%	27,4%	17,8%	18,2%	13,4%	37,3%	11,5%	18,2%
<i>Perdas regulatórias - 12m</i>	<i>%</i>	<i>16,9%</i>	<i>27,0%</i>	<i>20,4%</i>	<i>21,1%</i>	<i>11,0%</i>	<i>34,2%</i>	<i>11,8%</i>	<i>17,9%</i>	<i>17,2%</i>	<i>28,1%</i>	<i>19,9%</i>	<i>20,7%</i>	<i>11,2%</i>	<i>33,5%</i>	<i>12,2%</i>	<i>18,3%</i>

PERDAS (12 meses)

Distribuidoras	2T23	1T24	2T24	Regulatório 2T24 LTM	Δ 2T23	Δ 1T24	Δ Regulatório	Regulatório 2T24 Homologado
Consolidado	18,6%	18,2%	18,2%	18,3%	-0,4%	0,0%	-0,2%	18,1%
Equatorial Maranhão	17,5%	18,2%	17,9%	17,2%	0,4%	-0,3%	0,6%	17,3%
Equatorial Pará	27,6%	27,2%	27,4%	28,1%	-0,2%	0,2%	-0,7%	28,2%
Equatorial Piauí	18,2%	18,1%	17,8%	19,9%	-0,4%	-0,3%	-2,1%	19,6%
Equatorial Alagoas	18,3%	18,6%	18,2%	20,7%	-0,1%	-0,5%	-2,5%	17,8%
CEEE-D	14,0%	12,4%	13,4%	11,2%	-0,6%	0,9%	2,2%	11,3%
CEA ¹	43,7%	39,2%	37,3%	33,5%	-6,4%	-2,0%	3,8%	33,6%
Equatorial Goiás	11,9%	11,7%	11,5%	12,2%	-0,3%	-0,1%	-0,6%	12,3%

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 2024 na visão com e sem ajustes decorrentes da sobrecontratação involuntária.

2024	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO
% de contratação	103,39%	103,06%	103,77%	103,00%	106,17%	107,27%	103,40%
% de contratação involuntária	103,39%	103,06%	103,77%	103,00%	104,70%	102,46%	103,40%

PECLD e ARRECADAÇÃO

PDD / ROB1 (trimestral)	2T23	2T24	Var.	Arrecadação - IAR (trimestral)	2T23	2T24	Var.
Equatorial Maranhão	1,60%	1,59%	0 p.p	Equatorial Maranhão	97,8%	98,7%	0,9 p.p
Equatorial Pará	1,57%	2,08%	0,5 p.p	Equatorial Pará	98,5%	95,8%	-2,7 p.p
Equatorial Piauí	1,97%	1,67%	-0,3 p.p	Equatorial Piauí	96,6%	100,4%	3,8 p.p
Equatorial Alagoas	0,37%	0,70%	0,3 p.p	Equatorial Alagoas	100,1%	98,1%	-2 p.p
CEEE-D	2,11%	2,76%	0,6 p.p	CEEE-D	102,9%	97,7%	-5,2 p.p
CEA	-0,58%	0,55%	1,1 p.p	CEA	96,8%	98,0%	1,2 p.p
Equatorial Goiás	0,86%	0,56%	-0,3 p.p	Equatorial Goiás	99,6%	100,0%	0,4 p.p
Consolidado	1,35%	1,47%	0,1 p.p	Consolidado	99,3%	98,4%	-0,9 p.p

1 Desconsidera Receita de Construção.

De maneira consolidada, a PECLD do grupo atingiu 1,47% da ROB. O nível do indicador sofre o impacto do aumento da PECLD/ROB do Rio Grande do Sul, que teve os níveis de provisões mais altos no trimestre como resultado do evento climático e da situação de calamidade que incorreu sobre o estado no 2T24 e do aumento dos níveis de PDD/ROB no Pará, que refletem o aumento dos percentuais provisionados pela nova matriz de perdas, além do envelhecimento de dívidas.

A arrecadação das companhias finalizou o trimestre em um patamar consolidado de 98,4%, com destaque para os níveis de arrecadação da Equatorial Goiás (100,0%) e da Equatorial Piauí (100,4%). O nível do índice de arrecadação do Pará sofreu efeito do aumento da inadimplência com o setor público e pelo aumento do faturamento quando comparado com o 1T24, que prejudica momentaneamente o indicador.

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

Distribuidoras	2T23	1T24	2T24	Regulatório	Δ 2T23	Δ 1T24	Δ Regulatório
DEC							
Equatorial Maranhão	17,3	13,8	14,2	14,2	-3,2	0,4	0,0
Equatorial Pará	17,4	17,1	18,2	22,4	0,7	1,1	-4,3
Equatorial Piauí	23,1	23,4	24,3	20,0	1,2	0,8	4,3
Equatorial Alagoas	16,2	17,3	17,7	15,5	1,5	0,4	2,2
CEEE-D	16,6	19,0	19,3	8,4	2,6	0,3	10,9
CEA	37,6	31,4	34,4	45,7	-3,2	3,0	-11,4
Equatorial Goiás	20,0	20,7	20,1	11,4	0,1	-0,6	8,7
FEC							
Equatorial Maranhão	6,8	6,1	6,1	8,3	-0,7	0,0	-2,2
Equatorial Pará	8,7	8,0	8,0	16,8	-0,7	0,0	-8,8
Equatorial Piauí	9,5	8,7	8,4	13,2	-1,1	-0,3	-4,8
Equatorial Alagoas	6,9	7,1	6,9	12,9	-0,1	-0,2	-6,1
CEEE-D	8,6	7,7	7,4	6,0	-1,2	-0,3	1,4
CEA	17,4	14,1	14,4	30,6	-3,1	0,3	-16,3
Equatorial Goiás	10,4	10,4	9,9	7,7	-0,4	-0,4	2,2

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

O destaque do trimestre fica para a redução do DEC e do FEC da Equatorial Goiás, reflexo dos investimentos realizados no período.

No comparativo com o 1T24, o DEC apresentou aumento em quase todas as distribuidoras do grupo.

Nas distribuidoras do nordeste do país (Maranhão, Piauí e Alagoas), a piora do DEC pode ser explicada pelo aumento de chuvas no período, que são reflexo do aquecimento das águas próximas à costa do Nordeste, em função da diferença de temperatura entre o Atlântico Tropical Norte (TNA) e o Atlântico Tropical Sul (TSA). Estes efeitos aumentaram as precipitações totais dos estados do Maranhão em 25% e de Alagoas em 74,5% quando comparado com o mesmo período do ano passado, enquanto o Piauí teve um aumento de 24,2% apenas no mês de abril.

No Amapá, o aumento do DEC é um efeito não recorrente e reflete o incêndio na subestação de Macapá, que gerou instabilidade na rede em função do direcionamento de carga e redução de redundância, aumentando a quantidade de horas de reestabelecimento de energia das ocorrências no estado dentro do trimestre. O transformador danificado já foi substituído no terceiro trimestre.

Na CEEE-D, o aumento do DEC deve-se aos seguidos eventos climáticos extremos que tem afetado o estado do Rio Grande do Sul e, dificultam a manutenção de rede pela grande mobilização de equipes voltadas para atendimento emergencial. Apesar das mecânicas de expurgos do indicador, parte do impacto causado na rede não pode ser expurgado, aumentando o indicador.

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

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	2T23								2T24								Δ%
R\$ milhões	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total	Total
(+) Vendas as classes	1.191	1.927	766	717	1.089	232	1.931	7.854	1.487	2.287	868	790	1.055	260	2.422	9.169	17%
Renda Não Faturada	10	33	7	(5)	(86)	1	(38)	(79)	(18)	10	(13)	(24)	(41)	3	(23)	(106)	35%
(+) Ult. de demanda / reativo excedente	(4)	(9)	8	(3)	(6)	(1)	(12)	(27)	(5)	(14)	(4)	(3)	(9)	(1)	(19)	(54)	100%
(+) Outras receitas	198	482	135	129	240	51	411	1.647	263	616	158	194	263	113	479	2.086	27%
Subvenção baixa renda	80	105	46	41	12	8	32	325	92	120	55	51	16	10	44	388	20%
Subvenção CDE outros	29	132	16	19	39	27	70	332	38	162	25	58	46	49	89	467	41%
Uso da rede	42	97	31	48	144	3	244	609	55	149	37	63	158	10	256	727	19%
Atualização ativo financeiro	10	83	1	1	(5)	1	5	96	26	109	2	(4)	4	16	16	170	76%
Bandeira Tarifária	5	7	3	3	8	1	-	27	6	8	3	3	5	1	-	25	-7%
Multa por atraso de pagamento	12	19	8	6	9	2	16	73	16	24	9	8	5	0	22	84	16%
(+) Outras receitas operacionais	20	39	31	11	33	8	43	185	30	45	26	16	29	26	52	225	21%
Outras Receitas (Parcela B)	11	23	10	7	27	2	25	104	15	21	9	6	27	2	28	108	4%
(+) Suprimento	0	3	8	5	41	6	60	124	4	9	3	5	26	8	36	90	-27%
(+) Valores a receber de parcela A	129	181	40	(0)	49	25	26	450	23	(50)	26	(38)	177	101	258	495	10%
(+) Receita de construção	232	478	275	168	210	150	246	1.758	290	563	197	132	213	84	480	1.959	11%
(=) Receita operacional bruta	1.748	3.062	1.233	1.017	1.623	463	2.661	11.806	2.063	3.411	1.248	1.078	1.725	565	3.656	13.745	16%
(+) Deduções à receita	(439)	(652)	(326)	(301)	(503)	(87)	(980)	(3.289)	(583)	(834)	(355)	(343)	(562)	(143)	(1.149)	(3.968)	21%
PIS/COFINS/ICMS/ISS	(343)	(499)	(262)	(205)	(318)	(65)	(600)	(2.293)	(463)	(652)	(269)	(236)	(333)	(70)	(710)	(2.733)	19%
Compensações Indicadores de Qualidade	(7)	(8)	(9)	(5)	(10)	(2)	(33)	(74)	(7)	(8)	(10)	(5)	(20)	(4)	(58)	(112)	52%
Demais Deduções (CDE e Encargos)	(89)	(144)	(55)	(91)	(175)	(20)	(348)	(922)	(113)	(174)	(76)	(101)	(209)	(69)	(381)	(1.123)	22%
(=) Receita operacional líquida	1.309	2.410	906	715	1.120	376	1.680	8.517	1.481	2.577	892	735	1.163	422	2.507	9.777	15%
(-) Receita de construção	(232)	(478)	(275)	(168)	(210)	(150)	(246)	(1.758)	(290)	(563)	(197)	(132)	(213)	(84)	(480)	(1.959)	11%
(=) Receita operac. líq. sem rec.de construção	1.077	1.933	631	547	910	226	1.435	6.759	1.190	2.014	696	604	950	338	2.027	7.818	16%
(-) Energia comprada e transporte e Encargos	(563)	(872)	(321)	(330)	(662)	(130)	(977)	(3.855)	(630)	(946)	(361)	(328)	(697)	(138)	(1.159)	(4.259)	10%
(=) Margem Bruta	515	1.060	310	217	248	96	458	2.904	560	1.067	335	276	252	200	868	3.559	23%
(+) Não-Recorrentes	-	-	-	25	-	-	109	134	-	-	-	-	-	(81)	-	(81)	-161%
(-) VNR	(10)	(83)	(1)	(1)	5	(1)	(5)	(96)	(26)	(109)	(2)	4	(4)	(16)	(16)	(170)	76%
(=) Margem Bruta Ajustada	504	977	309	241	252	96	561	2.942	534	959	333	280	248	102	852	3.308	12%
Δ% Margem Bruta Ajustada									5,9%	-1,9%	7,6%	16,2%	-1,5%	6,7%	51,7%	12,5%	

No 2T24, a Margem Bruta ajustada das distribuidoras ex-VNR alcançou R\$ 3,3 bilhões, 12% maior do que o mesmo período do ano anterior, influenciado principalmente aumento do consumo e aumento da tarifa. Sendo a Equatorial Goiás, a distribuidora que mais contribuiu para a variação positiva do trimestre (+ R\$ 290,1 milhões), apresentando um crescimento de mercado faturado de 9,0% e ainda soma com o reposicionamento da parcela B de 36,7%.

DESPESAS OPERACIONAIS E PMSO/CONSUMIDOR

Custos Operacionais	2T23								2T24								Δ%
R\$ milhões	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total	Total
(+) Pessoal	48	45	26	21	64	10	57	270	59	49	22	20	38	9	38	234	-14%
(+) Material	5	3	3	2	(1)	(1)	(8)	3	6	4	2	5	5	1	19	41	1455%
(+) Serviço de terceiros	120	78	47	38	86	23	179	571	115	120	66	48	83	21	238	690	21%
(+) Outros	4	2	(9)	0	(2)	(0)	(15)	(20)	7	4	2	2	12	2	5	34	-273%
(=) PMSO Reportado	177	128	67	61	146	32	213	824	187	177	92	74	138	33	299	999	21%
Ajustes	(7)	43	27	4	-	-	75	141	(2)	-	-	(7)	-	-	(15)	(24)	-117%
PMSO Ajustado	169	171	94	65	146	32	288	965	184	177	92	67	138	33	284	975	1%
PECLD e perdas	24	41	19	3	30	(2)	21	136	28	59	18	7	42	3	18	174	28%
% Receita bruta (s/ receita de construção)	1,60%	1,57%	1,97%	0,37%	2,11%	-0,58%	0,86%	1,35%	1,59%	2,08%	1,67%	0,70%	2,76%	0,55%	0,56%	1,47%	
Provisões para contingências	4	6	1	3	17	(7)	166	189	4	3	2	3	10	1	11	34	-82%
Provisão para redução ao valor recuperável - FUNA	-	-	-	-	-	-	24	24	-	-	-	-	-	-	41	41	69%
(+) Provisões	28	47	20	6	47	(9)	210	349	32	62	19	10	51	4	70	248	-29%
(+) Sistemas Isolados e Subv. CCC	-	8	-	-	-	3	-	11	-	15	-	-	-	4	-	18	72%
(+) Outras receitas/despesas operacionais	10	34	13	(3)	(0)	21	58	132	25	30	5	(8)	51	1	61	165	25%
(+) Depreciação e amortização	58	105	36	22	37	11	96	364	72	121	41	31	35	(2)	157	456	25%
(=) Custos e despesas gerenciáveis	272	321	136	86	230	58	578	1.680	316	404	157	107	276	39	587	1.886	12%
PMSO Ajustado/Consumidor (12m)	223	242	232	207	298	658	376	280	252	227	241	206	338	598	345	279	
Δ% PMSO por Consumidor									12,9%	-6,0%	3,7%	-0,1%	13,5%	-9,2%	-8,3%	-0,2%	

MARANHÃO

No comparativo entre trimestres, o PMSO Ajustado/Consumidor, na visão 12 meses, cresceu 12,9%, totalizando R\$ 252. Já o PMSO ajustado do período totalizou R\$ 184 milhões, com um aumento de 8,9% entre trimestres, ou R\$ 15 milhões.

O aumento do PMSO em bases ajustadas é resultado principalmente da linha **Pessoal**, que apresentou um aumento de R\$ 11 milhões e reflete o robustecimento do *headcount* no Maranhão (+ 209 colaboradores no período, sendo 38 no segundo trimestre), além do reajuste salarial de 4,14% aprovado em agosto.

No 2T24, as Perdas Esperadas para Créditos de Liquidação Duvidosa (**PECLD**) atingiram R\$ 28 milhões e representa 1,59% da ROB.

PARÁ

No 2T24, o PMSO Ajustado/Consumidor (12 meses) registrou R\$ 227, uma redução de 6,0% em relação ao 2T23, enquanto o PMSO ajustado alcançou R\$ 177 milhões, cerca de 3,5% acima do 2T23, crescimento abaixo da inflação registrada no período.

No 2T24, a **PECLD** alcançou R\$ 59 milhões, 2,08% da ROB. O aumento entre trimestres é resultado principalmente do aumento do contas a receber da companhia, que foi agravado pela atualização de matriz que tem maior percentual de provisionamentos para dívidas não parceladas.

PIAUÍ

O PMSO Ajustado/Consumidor (12 meses) registrou R\$ 241, um aumento de 3,7% contra o 2T23 e abaixo da inflação dos últimos 12 meses. O PMSO ajustado do trimestre teve uma redução de 1,8%, ou R\$ 2 milhões quando comparado com o mesmo período do ano anterior.

No 2T24, a **PECLD** registrou provisão de R\$ 18 milhões, 1,67% da ROB e 0,3 p.p. abaixo do 2T23.

ALAGOAS

O PMSO Ajustado/Consumidor (12 meses) registrou R\$ 206, em linha com o 2T23, enquanto o PMSO ajustado apresentou um aumento de 2,4%, ou R\$ 2 milhões.

A **PECLD** registrou provisão de R\$ 7 milhões, representando 0,70% da ROB.

CEEE-D

O PMSO Ajustado/Consumidor (12 meses) registrou R\$ 338, um aumento de 13,5% que reflete a redução de 144 mil consumidores faturados entre trimestres, resultado da calamidade que atingiu o estado no 2T24. Caso o PMSO por consumidor fosse calculado sobre o mesmo número de clientes do 1T24, o PMSO por consumidor seria de R\$ 296,7, 0,3% menor que o 2T23.

O PMSO em bases ajustadas atingiu R\$ 138 milhões, 5,8% menor que o 2T23 (R\$ 9 milhões). A redução no trimestre se dá, principalmente, na linha de **Pessoal** pela transferência dos pagamentos de juros referentes ao plano de pensão da CEEE-D para a linha de despesas financeiras, em linha com a prática de mercado, e teve um impacto no trimestre de R\$ 24 milhões. A redução foi parcialmente compensada pelo aumento na rubrica de **Outros**, que apresentou um aumento de R\$ 13 milhões e reflete principalmente o reconhecimento de multas operacionais e comerciais.

Desconsiderando o efeito da migração dos pagamentos de plano de pensão para o resultado financeiro, o PMSO ajustado do período teria apresentado um crescimento de R\$ 14 milhões, ou 9,5%.

A **PECLD** registrou R\$ 42 milhões, impactada, principalmente, pelo efeito do evento climático no trimestre, que também foi intensificado pelo direcionamento de equipes de combate a perdas e inadimplência para atendimento emergencial. Com esse resultado, a PECLD/ROB atingiu 2,76%.

CEA

O PMSO Ajustado/Consumidor (12 meses) registrou R\$ 598, valor 9,2% menor que o mesmo período do ano anterior. O PMSO ajustado da CEA foi de R\$ 33 milhões, em linha com o registrado no 2T23.

Por fim, no 2T24 a **PECLD** atingiu R\$ 3 milhões e representa 0,55% da ROB.

GOIÁS

O PMSO Ajustado/Consumidor (12 meses) foi de R\$ 345 no 2T24, resultado 8,3% menor que o 2T23, que foi o segundo trimestre de gestão da Equatorial na concessão, refletindo o compromisso do grupo com a disciplina de custos. O PMSO ajustado foi de R\$ 284 milhões, em linha com o mesmo período do ano anterior.

As reduções de despesas entre trimestres se concentram nas linhas de **Serviços de Terceiros** e **Pessoal**, que reduziram R\$ 32 milhões e R\$ 19 milhões, respectivamente. Na linha de Serviços, os principais efeitos são: (i) redução de ocorrências e ativação de sistemas operacionais (R\$ 23 milhões) e (ii) redução de despesas com serviços de corte e religação por negociação de preços (R\$ 14 milhões). Já o aumento na linha de **Outros** em R\$ 24 milhões é resultado do ajuste realizado de provisões FUNAC no ano passado, que anteriormente foi classificada na linha de outros e depois reclassificada na linha de provisões FUNAC e deixou a linha de outros negativa no segundo trimestre do ano anterior.

A **PECLD** registrou R\$ 18 milhões e representa 0,56% da ROB.

EBITDA

Recomposição EBITDA	2T23								2T24								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	169	519	74	78	(159)	(11)	(423)	247	151	484	66	100	(216)	96	(94)	588	138,1%
(+) Impostos sobre o Lucro	28	110	14	16	(1)	4	(204)	(32)	35	102	33	30	-	-	12	212	-752,7%
(+) Resultado Financeiro	45	110	88	37	178	45	507	1.009	59	78	78	39	193	65	362	874	-13,4%
(+) Depreciação e Amortização	58	105	36	22	37	11	96	364	72	121	41	31	35	(2)	157	456	25,2%
(=) EBITDA societário (CVM)*	300	844	211	153	55	49	(24)	1.588	316	784	219	200	12	159	438	2.129	34%
(+) Outras receitas/despesas operacionais	10	34	13	(3)	(0)	21	58	132	25	30	5	(8)	51	1	61	165	24,6%
(+) Impactos Margem Bruta	-	-	-	25	-	-	109	134	-	-	-	-	-	(81)	-	(81)	-160,7%
(+) Ajustes de PMSO	7	(43)	(27)	(4)	-	-	(75)	(141)	2	-	-	7	-	-	15	24	-117,2%
(+) Ajustes Provisões	-	-	-	-	-	-	150	150	-	-	-	-	-	-	-	-	-100,0%
(-) VNR	(10)	(83)	(1)	(1)	5	(1)	(5)	(96)	(26)	(109)	(2)	4	(4)	(16)	(16)	(170)	76,2%
(=) EBITDA societário ajustado	307	752	196	170	59	70	213	1.766	318	706	221	203	59	62	498	2.067	17%
	Δ%								3,5%	-6,2%	13,2%	19,8%	0,0%	-11,5%	133,9%	17,0%	

*Calculado em conformidade com a instrução CVM 527/12

MARANHÃO

No 2T24, o EBITDA ajustado por VNR e efeitos não recorrentes atingiu R\$ 318 milhões, 3,5% superior ao 2T23, ou R\$ 10,8 milhões.

A margem bruta ajustada do trimestre registrou crescimento de R\$ 30 milhões, tendo como principais efeitos positivos o crescimento de mercado de R\$ 47 milhões, mas compensado, parcialmente, pela queda na tarifa fio-b que impactou negativamente em R\$ 28,0 milhões.

O aumento da margem foi parcialmente compensado pelas variações do PMSO ajustado (R\$ -15,1 milhões) e variação das provisões e contingências do período (R\$ -4,0 milhões).

PARÁ

O EBITDA Ajustado por VNR e efeitos não recorrentes atingiu R\$ 706 milhões, redução de 6,2%.

A Margem Bruta do trimestre reduziu R\$ 24 milhões, impactada pelos efeitos positivos de mercado (R\$ 41,0 milhões) mas compensada pelo efeito negativo da redução da tarifa fio-b (-R\$ 58,6 milhões).

O PMSO ajustado, as provisões e os sistemas isolados apresentaram variações de R\$ 6 milhões, R\$ 15 milhões e R\$ 7 milhões, respectivamente.

PIAUI

No Piauí, o EBITDA ajustado por efeitos não recorrentes e não caixa atingiu R\$ 221 milhões, 13,2% maior, ou R\$ 26 milhões, quando comparado com o mesmo período do ano anterior.

O aumento de R\$ 23 milhões na Margem bruta, deve-se ao crescimento de mercado (R\$ 19,8 milhões) e ao efeito tarifa (R\$ 43,7 milhões), que foram parcialmente compensados pela Renda Não Faturada (-R\$ 20,0 milhões).

Além do crescimento da margem no trimestre, tanto o PMSO ajustado do trimestre quando PECLD e contingências apresentaram leves reduções que contribuíram para o EBITDA (R\$ 1,7 milhão e R\$ 0,6 milhão).

ALAGOAS

O EBITDA Ajustado por VNR e efeitos não recorrentes de Alagoas atingiu R\$ 203 milhões, aumento de R\$ 34 milhões ou 19,8% superior ao 2T23.

A margem bruta de Alagoas cresceu R\$ 39 milhões, influenciada pelo aumento da tarifa (R\$ 15,7 milhões) e pelo crescimento de mercado (R\$ 13,0 milhões).

O PMSO ajustado apresentou um aumento de R\$ 2 milhões, e as provisões ajustadas do período (PECLD e contingências) prejudicaram o resultado em R\$ 4 milhões.

CEEE-D

O EBITDA ajustado por efeitos não recorrentes e VNR do Rio Grande do Sul atingiu R\$ 59 milhões no trimestre, em linha com o 2T23, mesmo com a situação de calamidade decorrente dos eventos climáticos.

A margem bruta da CEEE-D apresentou uma leve redução de R\$ 3,9 milhões, efeito causado principalmente pela redução do mercado faturado no período.

O PMSO do período apresentou redução de R\$ 8,5 milhões, enquanto a PECLD e contingências aumentaram R\$ 4,5 milhões entre trimestres.

CEA

O EBITDA Ajustado apresentou uma redução de R\$ 8,0 milhões, ou 11,5%, e atingiu R\$ 62 milhões no trimestre.

A margem bruta da CEA cresceu R\$ 6,5 milhões, resultado do aumento da energia faturada no período.

O PMSO ajustado, a PECLD e os sistemas isolados apresentaram variações de R\$ 1,4 milhão, R\$ 12,4 milhões e R\$ 0,8 milhão, respectivamente.

GOIÁS

O EBITDA ajustado por efeitos não recorrentes e VNR da Equatorial Goiás atingiu R\$ 498 milhões.

O principal impacto para o aumento do EBITDA é o crescimento da margem bruta, que neste trimestre apresentou aumento de R\$ 290,1 milhões em função do crescimento de mercado (+R\$ 49,8 milhões), aumento da tarifa fio-B (+R\$ 227,5 milhões) dado o processo de revisão tarifária e da melhora do delta perdas (+R\$ 15,8 milhões).

O PMSO do período reduziu R\$ 1,6 milhão, enquanto a PECLD e provisões variaram em R\$ 9 milhões, prejudicando o resultado.

É importante destacar que, tanto este trimestre, quanto os próximos devem apresentar volatilidade no resultado devido ao processo de turnaround.

EFEITOS NÃO RECORRENTES EBITDA

Não Recorrentes	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	2T24 Total
Receita Operacional	-	-	-	-	-	(81)	-	(81)
Multa de Acréscimo Moratório	-	-	-	-	-	2	-	2
Reconhecimento RTE	-	-	-	-	-	(60)	-	(60)
Flexibilização de perdas via CCC	-	-	-	-	-	(24)	-	(24)
Deduções da receita operacional	-	-	-	-	-	-	-	-
Receita operacional líquida	-	-	-	-	-	(81)	-	(81)
Custo do serviço de energia elétrica	-	-	-	-	-	-	-	-
Margem Bruta	-	-	-	-	-	(81)	-	(81)
Custos e Despesas Operacionais	2	-	-	7	-	-	15	24
Material	-	-	-	3	-	-	-	3
Serviços de Terceiros	2	-	-	4	-	-	15	22
Provisões	-	-	-	-	-	-	-	-
Custos e Despesas	2	-	-	7	-	-	15	24
Outras receitas/despesas operacionais	25	30	5	(8)	51	1	61	165
VNR	(26)	(109)	(2)	4	(4)	(16)	(16)	(170)
Ajustes EBITDA	1	(78)	3	3	47	(97)	60	(62)

RESULTADO FINANCEIRO

O segmento de distribuição encerrou o 2T24 com um resultado financeiro líquido em R\$ 874 milhões negativos.

Resultado Financeiro líquido	2T23								2T24								Δ%
R\$ milhões	MA	PA	PI	AL	CEEE-D	CEA	GO	Total	MA	PA	PI	AL	CEEE-D	CEA	GO	Total	
(+) Rendas Financeiras	29	49	19	10	29	7	25	168	24	47	19	9	28	8	35	169	0,3%
(+) Acréscimo Moratório - Venda de Energia	18	28	10	10	20	3	19	108	21	33	12	10	23	3	16	118	9,4%
(+) Encargos da dívida	(77)	(173)	(102)	(57)	(118)	(49)	(300)	(876)	(80)	(150)	(92)	(49)	(130)	(60)	(316)	(876)	0,0%
(+) Encargos CVA	(3)	15	0	(0)	(11)	3	6	9	(9)	(1)	(3)	1	(8)	4	(13)	(30)	-438,4%
(+) AVP - Comercial	(3)	5	(5)	(0)	10	(1)	-	7	(1)	2	(5)	1	1	(4)	(2)	(8)	-211,3%
(+) Contingências	(3)	3	(3)	(4)	(35)	4	(309)	(347)	(4)	(2)	(2)	(3)	(28)	(3)	(22)	(63)	-81,7%
(+) Outras Receitas / Despesas	(7)	(37)	(7)	4	(73)	(11)	52	(79)	(9)	(6)	(8)	(7)	(78)	(12)	(61)	(183)	132,3%
Resultado financeiro	(45)	(110)	(88)	(37)	(178)	(45)	(507)	(1.009)	(59)	(78)	(78)	(39)	(193)	(65)	(362)	(874)	-13,4%
(-/+ Efeitos Não Recorrentes	-	-	-	-	-	-	283	283	8	17	2	4	-	(2)	5	35	
Resultado financeiro ajustado	(45)	(110)	(88)	(37)	(178)	(45)	(223)	(726)	(50)	(61)	(76)	(35)	(193)	(66)	(357)	(839)	15,5%
Δ%									11,4%	-44,4%	-13,6%	-5,2%	8,3%	47,6%	60,0%	15,5%	

O resultado financeiro ajustado foi de R\$ 839 milhões no trimestre, 15,5% pior quando comparado com o 2T23. Esse resultado é influenciado principalmente pelos seguintes efeitos ocorridos na Equatorial Goiás: (i) constituição do crédito multa e juros de PIS/COFINS devido a exclusão de ICMS da base de cálculo, no montante de R\$ 78 milhões em 2023 e que não se repetiu em 2024, e (ii) pela remuneração de aval dos contratos de dívida que passou a ser contabilizada no 3T23 e neste trimestre atingiu R\$ 25 milhões.

LUCRO LÍQUIDO

Lucro Líquido	2T23								2T24								Δ%
R\$ milhões	MA	PA	PI	AL	CEEE-D	CEA	GO	Total	MA	PA	PI	AL	CEEE-D	CEA	GO	Total	Total
(+) Lucro Líquido	169	519	74	78	(159)	(11)	(423)	247	151	484	66	100	(216)	96	(94)	588	138%
(+) Impacto EBITDA (líquido de IR)	7	(43)	(27)	21	-	-	184	143	2	-	-	7	-	(81)	15	(57)	-139,9%
(+) Efeito IR e CSLL	1	8	(3)	(4)	-	-	(148)	(147)	(3)	(4)	(1)	(3)	-	-	-	(11)	-92,6%
(+) Ajustes do Resultado Financeiro	-	-	-	-	-	-	283	283	8	17	2	4	-	(2)	5	35	-87,7%
(+) VNR Líquido de IR e CSLL	(7)	(55)	(1)	(1)	3	(0)	(3)	(64)	(17)	(72)	(1)	3	(3)	(11)	(11)	(112)	76,2%
(=) Lucro Líquido Ajustado	170	430	43	94	(156)	(11)	(107)	462	141	425	66	111	(219)	(9)	(84)	431	-7%
Δ%									-17,0%	-1,2%	56,4%	17,8%	39,8%	-16,9%	-21,3%	-6,7%	

INVESTIMENTOS

Investimentos Distribuidoras	2T23								2T24								Δ%
R\$ milhões	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total	Total
Ativos elétricos	197	319	219	153	188	132	418	1.626	262	316	160	113	175	55	442	1.523	-6,3%
Obrigações especiais	21	134	49	3	1	12	24	197	6	216	20	0	2	17	41	220	11,9%
Ativos não elétricos	14	25	7	12	21	5	82	166	22	32	16	19	36	11	38	174	4,6%
Total	232	478	275	168	211	150	475	1.989	290	563	197	132	213	84	439	1.918	-4%
Δ%									25,1%	17,9%	-28,5%	-21,8%	0,9%	-44,0%	-7,6%	-3,6%	

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

TRANSMISSÃO**DESEMPENHO FINANCEIRO**

Demonstração de Resultado - Regulatório - R\$ milhões	2T23	2T24	Δ%
Receita líquida	292	298	1,9%
Custos e despesas operacionais	(18)	(18)	-0,7%
Custos de infraestrutura	-	-	N/A
EBITDA Regulatório	275	280	2,1%
Margem EBITDA	93,9%	94,0%	0,2%
Depreciação / amortização	(125)	(110)	-11,8%
Resultado do serviço (EBIT)	150	170	13,6%
Resultado financeiro	(123)	(79)	-35,8%
Impostos	(11)	(13)	19,6%
Lucro Líquido	16	78	400,3%
Endividamento	2T23	2T24	Δ%
Dívida Líquida	5.057	3.548	-29,8%
Volume de dívida (Empréstimos + Debêntures)	5.905	5.126	-13,2%
Disponibilidades	848	1.578	86,1%

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

EQUATORIAL TRANSMISSÃO

O resultado regulatório do 2T24 trouxe uma receita líquida de R\$ 298,0 milhões, um aumento de 1,9% em relação ao 2T23, resultado do reajuste da RAP para o ciclo de 23/24 de 3,94% para as SPEs 1 a 8. Esse efeito foi parcialmente compensado pela maior Parcela Variável no trimestre no valor de R\$ 6,7 milhões.

Os custos e despesas operacionais totalizaram R\$ 17,8 milhões, em linha com o ano passado. O EBITDA regulatório atingiu R\$ 280,2 milhões, com margem de 94,0%.

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)	2T23 Regulatório	Ajustes	2T23 Societário	2T24 Regulatório	Ajustes	2T24 Societário
Receita operacional	324.295	(292.400)	375.852	333.630	45.139	378.768
Transmissão de energia	324.291	(324.291)	-	333.629	(333.629)	-
Receita de Operação e Manutenção	-	24.659	24.659	-	27.495	27.495
Receita de construção	-	7.232	7.232	-	1.430	1.430
Receita Financeira - Atualização TIR	-	-	-	-	-	-
Atualização ativo de contrato em serviço	-	-	343.957	-	349.842	349.842
Outras receitas	3	0	4	0	0	0
Deduções da receita operacional	(31.824)	10.681	(21.143)	(35.643)	(133)	(35.777)
Receita operacional líquida	292.470	62.239	354.709	297.986	45.006	342.992
Custo do serviço de energia elétrica	-	-	-	-	-	-
Margem Bruta Operacional	292.470	62.239	354.709	297.986	45.006	342.992
Custo/despesa operacional	(17.876)	(14.895)	(32.770)	(17.755)	(1.799)	(19.554)
Pessoal	(9.472)	552	(8.920)	(8.747)	(0)	(8.748)
Material	(14.139)	13.499	(640)	(57)	0	(57)
Serviço de terceiros	6.313	(13.579)	(7.266)	(8.913)	(90)	(9.003)
Custo de construção	-	(15.417)	(15.417)	-	(1.708)	(1.708)
Outros	(578)	51	(527)	(39)	(0)	(39)
Provisões	-	-	-	-	-	-
EBITDA	274.594	47.344	321.938	280.231	43.207	323.438
Depreciação e amortização	(124.638)	61.370	(63.268)	(109.949)	38.604	(71.345)
Equivalência Patrimonial						605
Resultado do serviço	149.957	108.714	258.670	170.282	81.811	252.698
Resultado financeiro	(123.186)	4	(123.181)	(79.036)	(0)	(79.036)
Receitas financeiras	39.384	0	39.384	44.896	(0)	44.896
Despesas financeiras	(162.569)	4	(162.565)	(123.933)	(0)	(123.933)
Resultado antes do imposto de renda	26.771	108.718	135.489	91.246	82.416	173.662
Imposto de renda e contribuição social	(11.214)	(31.389)	(42.603)	(13.414)	(36.902)	(50.316)
Subvenção do imposto de renda	-	31.389	31.389	-	36.902	36.902
Impostos diferidos	-	(34.167)	(34.167)	-	(35.001)	(35.001)
Resultado do exercício	15.557	74.551	90.108	77.832	47.415	125.247

RENOVÁVEIS

DESEMPENHO OPERACIONAL

GERAÇÃO

Dados Operacionais	2T23	2T24	2T24 Ex Curtailment e Geração Solar	Δ% 2T23 vs 2T24	Δ% 2T23 vs 2T24 Ex Curtailment e Geração Solar
Velocidade do Vento (m/s)	6,70	6,84	6,84	2,1%	2,1%
Energia Gerada Líquida (GWh)*	897,3	877,6	914,2	-2,2%	0,8%
Disponibilidade Técnica Ajustada ¹ (12 meses)**	96,2%	96,2%	96,2%	0,0%	0,0%

* Valores medidos no centro de gravidade

** Aplica-se o ajuste no indicador pois os períodos de indisponibilidade que estão sobre efeitos de penalidades de contratos de O&M são considerados como períodos disponíveis.

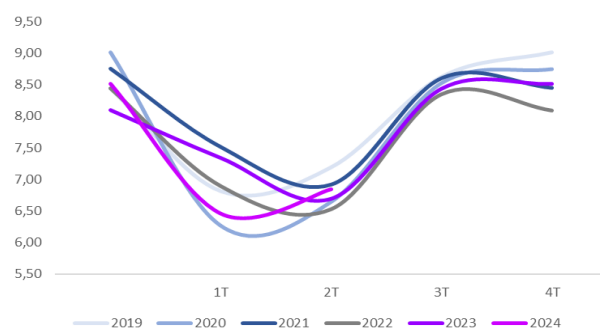
No 2T24, a geração eólica líquida foi de 773,6 GWh, enquanto a geração solar do período atingiu 104,0 GWh, um total de 877,6 GWh no trimestre e uma redução de 2,2% que o mesmo período do ano anterior. O efeito total do *constrained-off* no período foi de 151,5 GWh.

Abaixo, destacamos as principais variações entre os períodos para os parques eólicos:

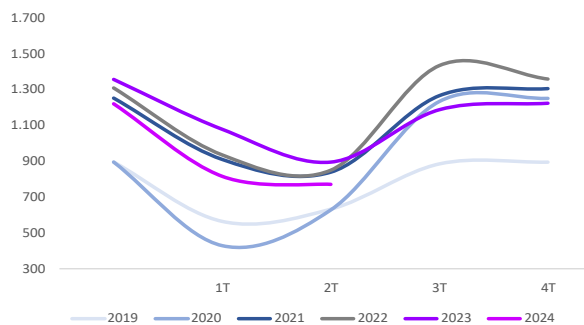
Complexos Eólicos	Geração (GWh)				Vento (m/s)			
	2T23	2T24	Δ%	Δ	2T23	2T24	Δ%	Δ
Ventos de Tianguá	92,5	98,0	5,9%	5,5	6,2	6,5	4,2%	0,3
Serra do Mel 1 e 2	350,1	237,9	-32,1%	-112,2	6,4	6,7	4,6%	0,3
Echo 1, 2, 4 e 5	297,0	295,1	-0,6%	-1,9	7,5	7,7	2,3%	0,2
Ventos de São Clemente	157,6	142,6	-9,5%	-15,0	6,2	6,0	-3,4%	-0,2
Portfólio	897,3	773,6	-13,8%	-123,7	7,35	6,46	-12,1%	-0,9

Complexos Eólicos	Geração (GWh)				Irradiância Média (W/m2)			
	2T23	2T24	Δ%	Δ	2T23	2T24	Δ%	Δ
Portfólio	-	104,0	-	104,0	-	306,21	-	-

MÉDIA DOS VENTOS – PORTFÓLIO EÓLICO (m/s)

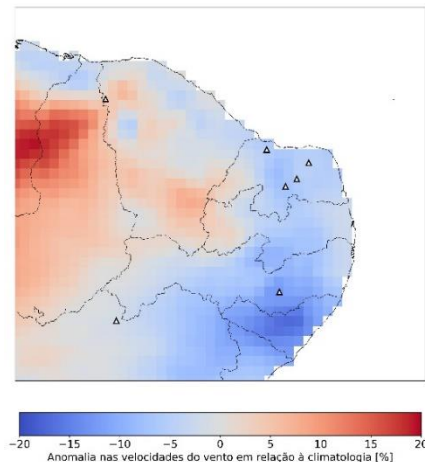


GERAÇÃO TOTAL – PORTFÓLIO EÓLICO (GWh)



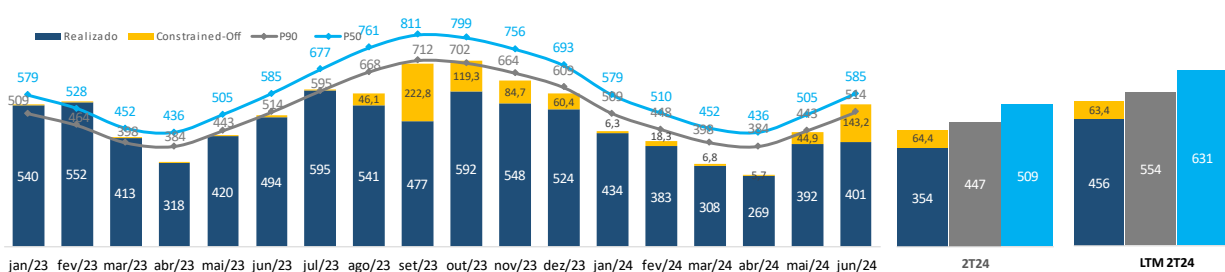
⁴ A partir do 1T24 a disponibilidade técnica ajustada é calculada considerando valores energéticos e não temporais. Tal forma de cálculo é mais representativa do impacto da disponibilidade na geração de energia.

O 2T24 apresentou condições climáticas atípicas que impactaram a disponibilidade de recurso eólico nos parques da Echoenergia. A diferença de temperatura entre o Atlântico Tropical Norte (TNA) e o Atlântico Tropical Sul (TSA) causou um aquecimento das águas próximas à costa do Nordeste, aumentando a umidade e a ocorrência de chuvas, o que enfraqueceu os ventos. Além disso, a diferença de temperatura entre as águas tropicais e subtropicais resultou em mais frentes frias e ciclones, corroborando para a redução da velocidade dos ventos entre abril e maio. No mês de junho mudanças na temperatura das águas deslocaram os sistemas meteorológicos para o hemisfério norte, diminuindo as chuvas e intensificando os ventos na região, trazendo perspectivas positivas para os próximos meses. Como resultado consolidado, a velocidade média dos ventos nos complexos da Echoenergia subiu 2,1% em comparação com o segundo trimestre de 2023, porém abaixo da média climatológica⁵. A figura ao lado ilustra a anomalia de vento no 2T24 em comparação com a média climatológica de longo prazo, evidenciando anomalias negativas significativas em todos os complexos da Echoenergia, com exceção de Tianguá.



O gráfico a seguir apresenta a geração de energia eólica da Echoenergia nos últimos meses e a visão para o 2T24, 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)



CONSTRAINED-OFF

Após a ocorrência, em 15 de agosto de 2023, que resultou no desligamento parcial do Sistema Interligado Nacional (SIN), o Operador Nacional do Sistema (ONS) implementou modificações no modo de operação do sistema que ocasionaram restrições significativas de geração (conhecidas como "constrained-off") para os agentes de geração de energia renovável no Nordeste. Entre as modificações, destaca-se a redução dos limites de exportação de energia do Nordeste para o Sudeste/Centro-Oeste e o Norte. Historicamente, até a data da ocorrência, a Echoenergia havia experimentado impactos limitados e, portanto, desprezíveis, devido aos *constrained-offs*. No entanto, após a data da ocorrência, a empresa foi afetada principalmente em seus projetos de Serra do Mel e Tianguá.

⁵ Dados provenientes do modelo ERA5 (European Centre for Medium-Range Weather Forecasts Reanalysis v5), considerando como climatologia período de 1980 a 2024.

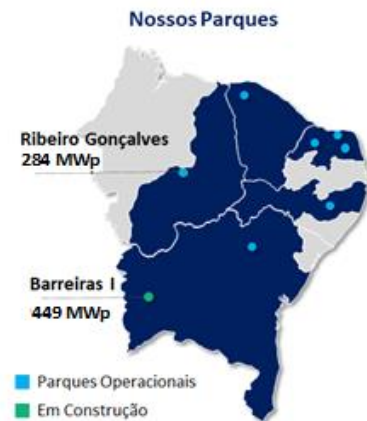
No 2T24, as perdas de energia totalizaram 151,5 GWh (13,5%), com maior relevância para Serra do Mel com 120,6 GWh. Tal impacto é superior ao reportado no 1T24 e tem relação direta com a melhora no regime de ventos no final do trimestre. No entanto, é relevante destacar que é esperado que o ONS reduza as restrições com a entrada de novas linhas de transmissão no sistema e a entrega dos requisitos da RAP pelos agentes. Além disso, a Echoenergia tem trabalhado ativamente em colaboração com as associações do setor para minimizar o impacto do *constrained-off* em seu portfólio.

COMPLEXOS SOLARES

No contexto do desenvolvimento do pipeline de projetos, a Echoenergia, por meio de sua subholding Echo Crescimento anunciou, em 23 de maio de 2024, a entrada em operação comercial – em linha com o cronograma previsto – de seu novo complexo solar de **Ribeiro Gonçalves**, localizado no Piauí, que possui capacidade instalada de 283,7 MWp.

Já o complexo solar de **Barreiras I**, localizado na Bahia, com capacidade instalada de 449,2 MWp e entrou em operação total no dia 27 de julho de 2024. Com a entrada em operação dos dois complexos solares, a Equatorial totaliza 1,8 GW de capacidade instalada em seu portfólio.

Maiores informações sobre os dois projetos em questão estão demonstradas na tabela a seguir:



DADOS TÉCNICOS

Complexos Solares	Ribeiro Gonçalves	Barreiras I
Dados Gerais		
Fonte	Solar	Solar
Localização (Estado)	PI	BA
Capacidade Instalada (MWac)	223,2	351,1
Capacidade Instalada (MWp)	283,7	449,2
Energia assegurada P50 (Aneel)	68,0	117,5
Fator de Capacidade P50 (%)	30,5%	33,4%
Prazo de autorização	ago/2055	mai/2056
Dados Técnicos		
Número de painéis	468.376	725.760
Subestação	SE Ribeiro Gonçalves	SE Barreiras II
Dados Regulatórios		
Possui desconto no Fio	Sim, 50%	Sim, 50%
CUST/CCT Assinada	14/04/2021 - 30/06/2022	26/11/2021 - 03/06/2022
Cronograma estimado		
Construção UFV	1T24	3T24
Construção SE	1T24	2T24
Construção LT	1T24	2T24
COD ¹	23/05/2024	Data limite: abr/25
Avanço Físico	100,0%	98,3%
Dados Financeiros		
Hard CAPEX ² (R\$ milhões)	954,6	1.497,0
CAPEX (R\$ milhões)/MWp	3,4	3,3
Total Investido (R\$ milhões)	983,3	1.498,2

1 - Ribeiro Gonçalves teve outorga emitida antes da Lei 14.120/21, portanto, não se enquadra no prazo de 48 meses contados a partir da sua emissão para manutenção do benefício do desconto na TUSD/TUST.

2 - Hard CAPEX: módulos, trackers, inversores e engenharia; não contempla contingências, inflação e hedge.

FINANCIAMENTO DE LONGO PRAZO

Complexos Solares	Fonte	Contratado (R\$ milhões)	Desembolsado (R\$ milhões)	% Desembolsado	Custo	Prazo
Ribeiro Gonçalves	BNDES - Subcrédito A	510,0	347,0	68,0%	IPCA + 7,57%	24 anos
	BNDES - Subcrédito B	195,0	0,0	0,0%	IPCA + 8,37%	15 anos
	BNB	200,0	0,0	0,0%	IPCA + 4,54%	24 anos
	Total	905,0	347,0	38,3%	N/A	N/A
Barreiras I	BNB/AFD	380,0	323,0	85,0%	IPCA + 5,11%	24 anos
	Debêntures	950,0	950,0	100,0%	IPCA + 6,84%	21 anos
	Total	1330,0	1273,0	95,7%	N/A	N/A

O subcrédito B do financiamento BNDES para Ribeiro Gonçalves foi contratado apenas como seguro, mas deverá ser substituído por linhas de longo prazo de menor custo.

DESEMPENHO FINANCEIRO

DRE	Echo Participações				Echo Crescimento			
	2T23	2T24	Δ%	Δ	2T23	2T24	Δ%	Δ
Receita Líquida	209,4	205,6	-1,8%	(3,8)	-	13,6	N/A	13,6
(-) Compra de Energia	(8,6)	(4,4)	-49,4%	4,3	-	(4,2)	N/A	(4,2)
(+/-) Efeito MtM (Ganhos e Perdas)	(0,0)	-	-100,0%	0,0	-	(0,0)	N/A	(0,0)
Lucro Bruto de Energia	200,7	201,2	0,3%	0,5	-	9,3	N/A	9,3
Custos e Despesas Operacionais	(76,0)	(91,9)	20,8%	(15,8)	-	(2,5)	N/A	(2,5)
(-) Custo de Operação e Produção de Energia	(68,7)	(73,4)	6,8%	(4,7)	-	(1,7)	N/A	(1,7)
(-) Despesas Operacionais e Administrativas	(7,3)	(18,4)	153,3%	(11,2)	-	(0,8)	N/A	(0,8)
EBITDA	124,7	109,4	-12,3%	(15,3)	-	6,8	N/A	6,8
Margem EBITDA (%)	59,5%	53,2%	-6,3p.p.	N/A	N/A	50,2%	N/A	N/A
(-/+) Efeitos Não-Recorrentes	-	-	N/A	-	-	-	N/A	-
(-/+) Efeito MtM (Ganhos e Perdas)	0,0	-	-100,0%	(0,0)	-	0,0	N/A	0,0
EBITDA Ajustado	124,7	109,4	-12,3%	(15,4)	-	6,9	N/A	6,9
Margem EBITDA Ajustada (%)	59,6%	53,2%	-6,4p.p.	N/A	N/A	50,5%	N/A	N/A
(-) Depreciação/Amortização	(75,3)	(64,7)	-14,0%	10,5	-	(0,2)	N/A	(0,2)
(+/-) Resultado Financeiro	(85,9)	(66,9)	-22,1%	19,0	-	(29,8)	N/A	(29,8)
(-) Impostos	(12,5)	(9,5)	-24,0%	3,0	-	(0,1)	N/A	(0,1)
Lucro (Prejuízo) Líquido Reportado	(49,0)	(31,8)	-35,1%	17,2	-	(23,3)	N/A	(23,3)
Margem Líquida (%)	-23,4%	-15,4%	7,9p.p.	N/A	N/A	-171,2%	N/A	N/A

DRE	Echoenergia (Part. + Cresc.)			
	2T23	2T24	Δ%	Δ
Receita Líquida	209,4	219,2	4,7%	9,8
(-) Compra de Energia	(8,6)	(8,6)	-0,1%	0,0
(+/-) Efeito MtM (Ganhos e Perdas)	(0,0)	(0,0)	-2,8%	0,0
Lucro Bruto de Energia	200,7	210,6	4,9%	9,8
Custos e Despesas Operacionais	(76,0)	(94,3)	24,1%	(18,3)
(-) Custo de Operação e Produção de Energia	(68,7)	(75,1)	9,3%	(6,4)
(-) Despesas Operacionais e Administrativas	(7,3)	(19,2)	163,9%	(11,9)
EBITDA	124,7	116,2	-6,8%	(8,5)
Margem EBITDA (%)	59,5%	53,0%	-6,5p.p.	N/A
(-/+) Efeitos Não-Recorrentes	-	-	N/A	-
(-/+) Efeito MtM (Ganhos e Perdas)	0,0	0,0	-2,8%	(0,0)
EBITDA Ajustado	124,7	116,3	-6,8%	(8,5)
Margem EBITDA Ajustada (%)	59,6%	53,0%	-6,5p.p.	N/A
(-) Depreciação/Amortização	(75,3)	(64,9)	-13,8%	10,4
(+/-) Resultado Financeiro	(85,9)	(96,7)	12,6%	(10,8)
(-) Impostos	(12,5)	(9,6)	-22,9%	2,9
Lucro (Prejuízo) Líquido Reportado	(49,0)	(55,1)	12,4%	(6,1)
Margem Líquida (%)	-23,4%	-25,1%	-1,7p.p.	N/A

LUCRO BRUTO DE ENERGIA - ECHOENERGIA

O Lucro Bruto de Energia da Echoenergia foi de R\$ 210,6 milhões no 2T24, um aumento de 4,9% quando comparado ao mesmo período do ano passado, ou de R\$ 9,3 milhões. O aumento é explicado principalmente pelo início das operações da Echo crescimento, que adicionaram R\$ 9,8 milhões em receitas e compensou parcialmente os efeitos do *constrained-off* do período.

CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS - ECHOENERGIA

Os custos e despesas operacionais da Echoenergia totalizaram R\$ 94,3 milhões no período, um aumento de 24,1%, ou R\$ 18,3 milhões, comparado ao 2T23. O aumento do trimestre é resultado principalmente do aumento de gastos com Pessoal e Serviços. Na linha de **Pessoal** (R\$ 6,9 milhões), o aumento reflete o aumento de *headcount* relacionado aos projetos solares, enquanto na linha de **Serviços** (R\$ 14,7 milhões) o impacto reflete principalmente o aumento de despesas com O&M e a contratação de consultorias e serviços especializados relacionado aos projetos solares.

RESULTADO FINANCEIRO - ECHOENERGIA

O resultado financeiro líquido da Echoenergia registrado no período foi de R\$ 96,7 milhões negativos, valor R\$ 10,8 milhões pior quando comparado ao resultado negativo de R\$ 85,9 milhões no 2T23, resultado impactado principalmente pelo aumento do IPCA no período (que indexa 70% da dívida da Echoenergia) e do aumento da dívida entre períodos.

PROFORMA – ECHOENERGIA + EQTL 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			
	2T23	2T24	Δ%	Δ	2T23	2T24	Δ%	Δ
Receita Líquida	209,4	219,2	4,7%	9,8	57,0	79,9	40,2%	22,9
(-) Compra de Energia	(8,6)	(8,6)	-0,1%	0,0	(49,0)	(70,8)	44,4%	(21,7)
(+/-) Efeito MtM (Ganhos e Perdas)	(0,0)	(0,0)	-2,8%	0,0	37,4	(0,4)	-101,1%	(37,8)
Lucro Bruto de Energia	200,7	210,6	4,9%	9,8	45,3	8,7	-80,8%	(36,6)
Custos e Despesas Operacionais	(76,0)	(94,3)	24,1%	(18,3)	(4,1)	(6,1)	48,2%	(2,0)
(-) Custo de Operação e Produção de Energia	(68,7)	(75,1)	9,3%	(6,4)	0,3	(0,6)	-326,5%	(0,9)
(-) Despesas Operacionais e Administrativas	(7,3)	(19,2)	163,9%	(11,9)	(4,4)	(5,4)	24,7%	(1,1)
EBITDA	124,7	116,2	-6,8%	(8,5)	41,2	2,6	-93,6%	(38,6)
Margem EBITDA (%)	59,5%	53,0%	-6,5p.p.	N/A	72,3%	3,3%	-69p.p.	N/A
(-/+) Efeitos Não-Recorrentes	-	-	N/A	-	-	-	N/A	-
(-/+) Efeito MtM (Ganhos e Perdas)	0,0	0,0	-2,8%	(0,0)	(37,4)	0,4	-101,1%	37,8
EBITDA Ajustado	124,7	116,3	-6,8%	(8,5)	3,8	3,0	-21,4%	(0,8)
Margem EBITDA Ajustada (%)	59,6%	53,0%	-6,5p.p.	N/A	6,8%	3,8%	-3p.p.	N/A
(-) Depreciação/Amortização	(75,3)	(64,9)	-13,8%	10,4	(0,0)	(0,1)	1250,7%	(0,1)
(+/-) Resultado Financeiro	(85,9)	(96,7)	12,6%	(10,8)	1,2	0,7	-43,8%	(0,5)
(-) Impostos	(12,5)	(9,6)	-22,9%	2,9	(11,1)	(1,1)	-90,1%	10,0
Lucro (Prejuízo) Líquido Reportado	(49,0)	(55,1)	12,4%	(6,1)	31,2	2,1	-93,4%	(29,1)
Margem Líquida (%)	-23,4%	-25,1%	-1,7p.p.	N/A	54,8%	2,6%	-52,2p.p.	N/A

DRE	Proforma (Echoenergia + EQTL Renováveis)			
	2T23	2T24	Δ%	Δ
Receita Líquida	266,4	299,1	12,3%	32,7
(-) Compra de Energia	(57,7)	(79,4)	37,7%	(21,7)
(+/-) Efeito MtM (Ganhos e Perdas)	37,3	(0,4)	-101,2%	(37,8)
Lucro Bruto de Energia	246,0	219,2	-10,9%	(26,8)
Custos e Despesas Operacionais	(80,1)	(100,4)	25,3%	(20,3)
(-) Custo de Operação e Produção de Energia	(68,5)	(75,7)	10,6%	(7,3)
(-) Despesas Operacionais e Administrativas	(11,6)	(24,7)	111,8%	(13,0)
EBITDA	165,9	118,8	-28,4%	(47,1)
Margem EBITDA (%)	62,3%	39,7%	-22,5p.p.	N/A
(-/+) Efeitos Não-Recorrentes	-	-	N/A	-
(-/+) Efeito MtM (Ganhos e Perdas)	(37,3)	0,4	-101,2%	37,8
EBITDA Ajustado	128,6	119,3	-7,2%	(9,3)
Margem EBITDA Ajustada (%)	48,3%	39,9%	-8,4p.p.	N/A
(-) Depreciação/Amortização	(75,3)	(65,0)	-13,6%	10,3
(+/-) Resultado Financeiro	(84,7)	(96,1)	13,4%	(11,4)
(-) Impostos	(23,6)	(10,7)	-54,6%	12,9
Lucro (Prejuízo) Líquido Reportado	(17,8)	(53,0)	198,4%	(35,2)

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

SANEAMENTO**DESEMPENHO OPERACIONAL E COMERCIAL**

Indicadores Operacionais - Água	2T23	1T24	2T24	Δ% vs 2T23	Δ% vs 1T24
Economias faturadas (mil)	79,8	80,7	82,3	3,1%	1,9%
Volume Faturado (mil m ³)	5.515,4	4.964,7	5.047,4	-8,5%	1,7%
Índice de cobertura (%)	42,0%	42,0%	56,0%	14 p.p.	14 p.p.
Índice de Perda da Distribuição (%)	61,6%	60,2%	61,2%	-0,3 p.p.	1 p.p.
Indicadores Operacionais - Esgoto	2T23	1T24	2T24	Δ% vs 2T23	Δ% vs 1T24
Economias faturadas (mil)	10,8	10,9	13,7	26,3%	25,3%
Volume Faturado (mil m ³)	702,0	589,2	813,7	15,9%	38,1%
Índice de cobertura (%)	8,0%	8,0%	14,8%	6,8 p.p.	6,8 p.p.

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

DESEMPENHO FINANCEIRO

Demonstração de Resultado	2T23	2T24	Δ%	Δ
R\$ milhões				
Receita Operacional	46,0	61,4	33%	15,4
Abastecimento de água e serviços de esgoto	20,6	22,8	11%	2,2
Receita de construção	24,6	37,8	54%	13,2
Outras receitas	0,8	0,8	3%	0,0
Deduções à receita operacional	(2,0)	(2,2)	10%	-0,2
Receita operacional líquida	44,0	59,2	35%	15,2
Custos de construção	(24,6)	(37,8)	54%	-13,2
Custo da Operação	(28,3)	(25,1)	-11%	3,2
Pessoal	(7,1)	(5,2)	-26%	1,8
Material	(3,8)	(2,5)	-35%	1,3
Serviços de terceiros	(3,3)	(3,8)	14%	-0,4
PDD/Provisões	(9,7)	(9,2)	-5%	0,5
Outros	(4,4)	(4,5)	2%	-0,1
Outras Receitas e Despesas Operacionais	-	0,1		
EBITDA	(8,9)	(3,7)	-59%	5,2
Depreciação e amortização	(6,9)	(7,4)	7%	-0,5
Resultado financeiro	(41,2)	(38,1)	-8%	3,1
Receita financeira	0,7	3,4	403%	2,7
Despesa financeira	(41,8)	(41,4)	-1%	0,4
Tributos	-	-	N/A	0,0
Resultado do exercício	(56,9)	(49,1)	-14%	7,9

RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA

No 2T24, a receita operacional líquida da CSA atingiu R\$ 59,2 milhões, um aumento de 35% em comparação ao 2T23, explicado pelo (i) aumento na receita de construção no valor de R\$ 13,2 milhões, e (ii) um aumento de R\$ 2,2 milhões proveniente do abastecimento de água e serviços de esgoto, refletindo a maior tarifa de água e esgoto.

CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS

Os custos e despesas operacionais (excluindo depreciação e amortização) totalizaram R\$ 15,9 milhões, uma redução de R\$ 2,7 milhões ou 15% quando comparado ao 2T23, e refletem principalmente a redução na linha de **Pessoal**, que no trimestre apresentou maior ativação de despesas relacionadas a novas ligações e na linha de **Material**, onde reflete o menor custo com materiais químicos e a economia da produção própria de cloro.

A melhora da linha de PDD/Provisões reflete o maior índice de arrecadação.

RESULTADO FINANCEIRO

No 2T24, o resultado financeiro líquido foi de R\$ 38,1 milhões, uma melhora de 7,5% (R\$ 3,1 milhões) em relação ao 2T23, refletindo o menor CDI no período e maior rentabilidade do caixa aplicado (2,53% no 2T24 vs 3,15% no 2T23).

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

EQUATORIAL SERVIÇOS

DESEMPENHO FINANCEIRO

Demonstração de Resultado	2T23	Δ Telecom	Δ Serviços	Δ Enova	Δ EQTL Renováveis	2T24	$\Delta\%$	Δ
R\$ milhões								
Receita operacional	149,2	8,9	24,0	5,4	(4,2)	183,3	22,9%	34,1
Deduções da receita operacional	(13,7)	(1,3)	(3,2)	(0,1)	(9,7)	(28,0)	104,1%	(14,3)
Receita operacional líquida	135,5	7,7	20,9	5,2	(13,9)	155,3	14,6%	19,8
Energia elétrica comprada para revenda	(45,8)	-	-	-	(39,1)	(85,0)	85,4%	(39,1)
Custos e Despesas Operacionais	(47,3)	(13,0)	(20,2)	5,3	14,0	(61,9)	30,7%	(14,5)
Outras receitas e despesas operacionais	(0,3)	-	-	1,0	-	0,7	-345,9%	1,0
EBITDA	42,0	(5,3)	0,7	11,5	(39,0)	9,2	-78,2%	(32,9)
Margem EBITDA	28,2%					5,0%	-82,3%	
(-/+ Efeito MtM (Ganhos e Perdas)	(37,4)	-	-	-	37,8	0,4	-101,2%	37,8
EBITDA Ajustado	4,7	(5,3)	0,7	11,5	(1,2)	9,6	105,1%	4,9
Depreciação e Amortização	(1,8)	(0,5)	(0,1)	(0,2)	0,0	(3,3)	80,3%	(1,5)
Resultado do serviço (EBIT)	40,2	(5,9)	0,6	11,2	(39,0)	5,8	-85,5%	(34,4)
Resultado financeiro	(0,4)	(4,2)	(0,8)	(3,8)	(0,1)	(9,3)	2360,6%	(8,9)
Tributos	(17,3)	-	(2,4)	2,0	10,1	(7,7)	-55,5%	9,6
Lucro Líquido	22,5	(10,1)	(2,6)	9,4	(29,1)	(11,1)	-149,4%	(33,6)

A Receita operacional bruta apresentou um aumento de R\$ 34,1 milhões entre trimestres, aumento que vem principalmente dos serviços de call center da empresa que no 2T23 ainda não prestava serviços para a Equatorial Goiás.

A variação nominal dos custos e despesas entre trimestres foi semelhante à variação observada na receita, e a explicação também é a inclusão da Equatorial Goiás no contrato de prestação de serviços dentro do grupo.

O EBITDA da companhia foi de R\$ 9,8 milhões no trimestre, enquanto o EBITDA Ajustado atingiu R\$ 10,3 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](#)

GRUPO
equatorial
ENERGIA

Earnings Release 2Q24

EQTL
B3 LISTED NM



Brasília, August 14th, 2024 – Equatorial Energia S.A., a *multi-utilities holding* company, operating in the Distribution, Transmission, Generation, Commercialization, Services, Sanitation and Telecom segments (B3: EQL3; USOTC: EQUEY), announces its results for the second quarter of 2024 (2Q24).

Adjusted Consolidated EBITDA grows 11%, R\$ 2,4 billion in the period (vs. 2Q23)

Market growth in distribution, cost discipline, maintaining loss levels are the highlights of the quarter.

- **Consolidated total losses** remained within the regulatory level for the third consecutive quarter.
- **Total distributed energy volume** grew by 8.0% (vs 2Q23), with notable increases in Amapá (+18.4%), Maranhão (+11.1%), Piauí (+11.5%), and Goiás (+10.9%), all achieving double-digit growth.
- **Consolidated investments** totaled approximately **R\$ 2.1 billion** in 2Q24, a reduction of R\$ 0.6 billion compared to 2Q23, reflecting the final stages of implementing the renewables pipeline.
- The **Net Debt / Consolidated EBITDA ratio**, as per the covenant, ended at **3.2x** in the 2Q24, 0.1x lower than in 1Q24.
- **Period-end liquidity** reached **R\$ 12.6 billion**, with a **Cash / Short-term Debt ratio of 2.2x**.
- **Equatorial became a Key Investor in SABESP**, acquiring a **15% stake** in the company (R\$ 67.00 per share – R\$ 6.8 billion), reaffirming its strategy to expand its presence in the sanitation services sector.
- **Funding for the SABESP acquisition – R\$ 5.6 billion** issued with an all-in cost of **CDI + 1.36%** per annum and a term of **18 months**.
- **Start of commercial operations** for Echoenergia's solar projects: **Ribeiro Gonçalves** in May and **Barreiras 1** in July.
- Completion of capital increase through usage of dividend credits (**R\$ 516 million**) on **07/18**.
- **Signing of the contract** for the sale of SPE 7 (resulting in the deconsolidation of **R\$ 413 million in debt** in 2Q24) on **07/08**.
- Approved on 08/13, another capital increase with a limit of up to **R\$ 2.5 billion**.

MAIN MACROINDICATORS ¹

Financial Highlights	2Q23	2Q24	Δ%	Δ
R\$ million				
Net Operating Revenues (NOR)	9,201	10,489	14.0%	1,288
Adjusted EBITDA (Quarter)	2,186	2,428	11.1%	242
EBITDA Margin (% NOR)	23.8%	23.1%	-0.6 p.p.	
Adjusted EBITDA (Last 12 months)	8,849	11,161	26.1%	2,312
Adjusted Net Income	262	306	16.8%	44
Net Income Margin (% NOR)	2.8%	2.9%	0.1 p.p.	
Investments	2,690	2,052	-23.7%	(638)
Net Debt	34,466	35,906	4.2%	1,440
Net Debt / Adj EBITDA (Last 12 months)	3.8	3.2	-0,6x	
Cash / Short Term Debt	1.8	2.2	0,4x	

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

Summary

Summary	3
CONSOLIDATED FINANCIAL PERFORMANCE	5
ADJUSTED GROSS MARGIN.....	5
COSTS AND EXPENSES	6
EBITDA.....	7
FINANCIAL RESULTS.....	8
NET INCOME.....	9
DEBT	11
INVESTMENTS	12
ESG (Environmental, Social and Governance)	13
DISTRIBUTION.....	14
COMMERCIAL PERFORMANCE	14
OPERATIONAL PERFORMANCE.....	16
FINANCIAL PERFORMANCE.....	16
GROSS MARGIN	17
OPERATING EXPENSES AND OPEX/CONSUMER.....	17
EBITDA.....	19
NON-RECURRING EFFECTS - EBITDA.....	21
FINANCIAL RESULTS.....	22
NET PROFIT.....	22
INVESTMENTS	22
TRANSMISSION.....	23
FINANCIAL PERFORMANCE.....	23
RENEWABLES.....	25
OPERATING PERFORMANCE.....	25
FINANCIAL PERFORMANCE.....	29
SANITATION.....	32
OPERACIONAL AND COMMERCIAL PERFORMANCE	32
FINANCIAL PERFORMANCE.....	32
EQUATORIAL SERVIÇOS	34
FINANCIAL PERFORMANCE.....	34
SERVICES PROVIDED BY THE INDEPENDENT AUDITOR	35

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:

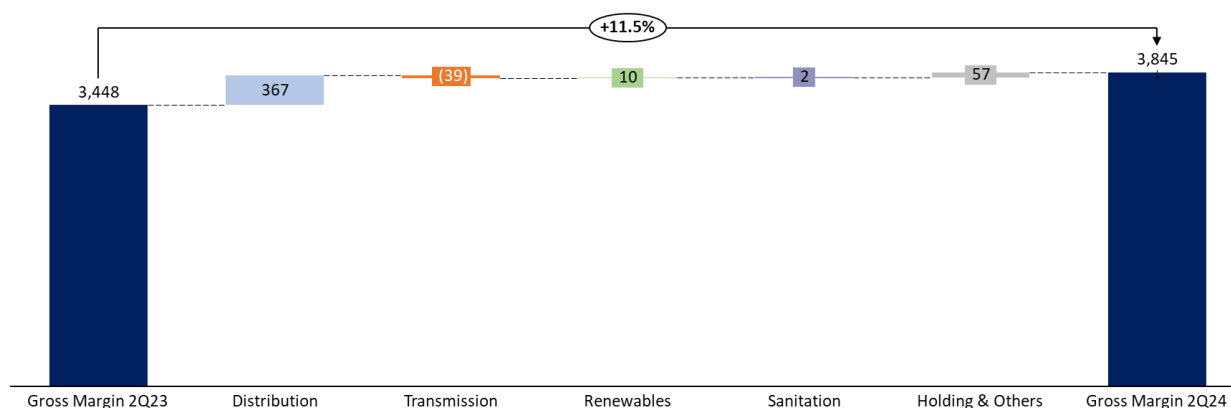
The information is presented on a consolidated basis and in accordance with Brazilian corporate law criteria, based on revised financial information. The consolidated financial information presented in this report represents 100% of the results of its direct and indirect subsidiaries and considers the 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	2Q23	2Q24	Δ%	Δ
R\$ million				
Gross Operating Revenues (GOR)	12,540	14,533	15.9%	1,993
Net Operating Revenues (NOR)	9,201	10,489	14.0%	1,288
Energy Purchase Cost	(5,708)	(6,350)	11.3%	(643)
Gross Profits	3,494	4,139	18.5%	645
Adjusted Gross Profits	3,448	3,845	11.5%	397
Operating Expenses	(991)	(1,367)	37.9%	(376)
Other Operational Revenues/Expenses	(133)	(175)	32.2%	(43)
EBITDA	2,370	2,597	9.6%	227
Adj. EBITDA	2,186	2,428	11.1%	242
Depreciation	(432)	(515)	19.1%	(83)
Goodwill Amortization	(136)	(143)	5.3%	(7)
Service Income (EBIT)	1,802	1,939	7.6%	137
Financial Results	(1,098)	(944)	-14.0%	154
Adjusted Financial Results, net	(762)	(985)	29.2%	(223)
Operating Results	704	995	41.3%	291
Income Tax	(33)	(299)	799.0%	(266)
Minorities	(153)	(187)	22.0%	(34)
Net Income	518	508	-1.8%	(9)
Net Adjusted Income	262	306	16.8%	44
Capex	2,690	2,052	-23.7%	(638)

ADJUSTED GROSS MARGIN



On a consolidated basis, Equatorial Group's adjusted Gross Margin in 2Q24 grew by 11.5% compared to 2Q23, totaling R\$ 3.8 billion, excluding the effects of construction revenue and IFRS adjustments (VNR, IFRS 9, and MtM).

This result is mainly driven by the increase in the Distribution segment's gross margin, particularly in Equatorial Goiás (R\$ 290.1 million). It is worth noting that the margin reduction in the Transmission segment (-R\$ 39 million) is due to the sale of INTESA, which is no longer consolidated in 2Q24.

In this quarter, market growth variations positively impacted the result by R\$ 171 million, while tariff increases added R\$ 219 million, and improvements in combating losses contributed positively by R\$ 16 million. This result was partially offset by the negative variation in unbilled revenue, demand overruns, reactive energy, and tax credits, which together totaled R\$ 51 million.

The table below presents the non-recurring effects on the Gross Margin, broken down by segment:

Non Recurring	Distribution	Transmission	Renewables	Sanitation	Others	2Q24 Total
Operational Revenues	(81)	-	-	-	-	(81)
Late Payment Fine	2	-	-	-	-	2
Tariff Review Recognition	(60)	-	-	-	-	(60)
Losses Flexibility via CCC	(24)	-	-	-	-	(24)
Revenues Deductions	-	-	-	-	-	-
NOR	(81)	-	-	-	-	(81)
Costs of Energy Service	-	-	-	-	-	-
Gross Margin	(81)	-	-	-	-	(81)

Below is the detail of the effect concentrated in the Distribution segment:

Operational Revenues:

- (i) *Late Payment Fine (CEA): An effect that adjusts the recording of late fines in the financial result. This effect also appears in the non-recurring financial results with the opposite sign.*
- (ii) *Tariff Review Recognition (CEA): An effect reflecting the recognition of regulatory assets following the approval of the extraordinary tariff review in Amapá.*
- (iii) *Losses Flexibility via CCC (CEA): An effect mapping the retroactive receipt of loss coverage via CCC in Amapá (received in April with retroactive effect to December 2023).*

COSTS AND EXPENSES

Operating Expenses	2Q23	Δ Distribuição	Δ Transmissão	Δ Renováveis	Δ Outros*	2Q24	Δ%	Δ
R\$ million								
(+) Personnel	337	-37	-2	7	7	312	-7.2%	-24
(+) Materials	20	38	-14	-3	4	46	128.0%	26
(+) Third Party Services	485	120	13	15	36	668	37.7%	183
(+) Others	59	54	-1	0	-71	42	-29.9%	-18
(=) Reported PMSO	902	175	-4	19	-23	1,069	18.5%	167
Adjustments	141	-	-	-	-	-24	-117.2%	-166
Adjusted PMSO	1,043	10	-4	19	-23	1,044	0.1%	1
(+) Total Provisions	79	-101	0	0	302	280	254.3%	201
(+) CCC Subvention	11	8	0	0	0	18	72.3%	8
(+) Other Operating Expenses (Revenues)	133	33	0	0	10	175	32.2%	43
(+) Depreciation and Amortization	432	92	8	-10	-7	515	19.1%	83
Total	1,556	206	4	8	282	2,057	32.2%	501
IPCA				4.23%				
IGPM				2.45%				

Adjusted PMSO decreased by 0.8% comparing between quarters, from R\$ 1,053 million to R\$ 1,044 million. This variation adjusted below the recorded inflation, reflects the company's cost discipline during the period. Key effects of the quarter include:

- (i) An increase of R\$ 10 million in the Distribution segment, mainly due to strengthening of field teams in Equatorial Maranhão;
- (ii) An increase of R\$ 19 million in the Renewables segment, primarily in the Services and Personnel lines, a result of the completion of solar parks; and
- (iii) A reduction of R\$ 34 million in Others, mainly explained by the variation in PPAs between 2Q23 and 2Q24.

The variation in the Provisions line, as well as in the Others line, reflects PPA movements (mainly in Equatorial Goiás) that impacted 2Q23 (R\$ 274 million) and 2Q24 (R\$ 20 million).

It is important to note that, although we adjust the Other Operating Income/Expenses line in EBITDA, this line was impacted by R\$ 26 million related to stock provisions of inventory made in CEEE-D, and that these provisions reduce the CAPEX for the period.

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

Non Recurring	Distribution	Transmission	Renewables	Sanitation	Others	2Q24 Total
OPEX	24	-	-	-	-	24
Materials	3	-	-	-	-	3
Third Party Services	22	-	-	-	-	22
Total Provisions	-	-	-	-	-	-
Costs and Expenses	24	-	-	-	-	24

Below is the detail of the non-recurring effects concentrated in the Distribution segment:

Operating Costs and Expenses:

Materials

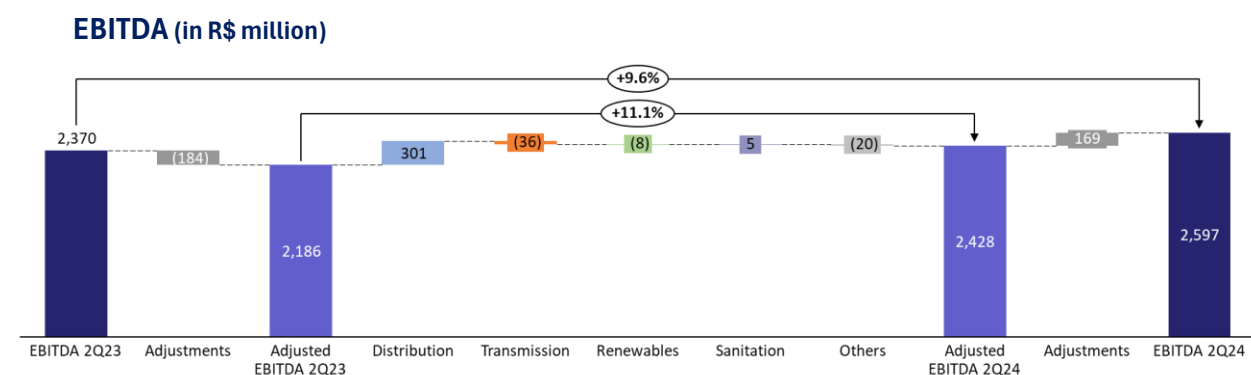
- (i) *Expenses related to the primarization process (Alagoas): Adjustment due to the acquisition of individual and collective protective equipment as part of the primarization process at Equatorial Alagoas.*

Third-party Services

- (i) Legal fees, primarization process expenses, and consulting services (Maranhão, Alagoas, and Goiás): Adjustments related to non-recurring expenses for legal proceedings in Goiás, consulting and training for the insourcing process in Alagoas, and strategic planning consulting expenses in Maranhão.

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

EBITDA



Equatorial's reported EBITDA reached R\$ 2,597 million in 2Q24, 9.6% higher than in 2Q23.

Adjusted EBITDA, accounting for non-recurring and non-cash effects, totaled R\$ 2,428 million, an increase of 11.1% or R\$ 241 million compared to the same period last year. This growth was mainly driven by the Distribution segment, which saw a variation of R\$ 300 million in the quarter, with a notable contribution from Equatorial Goiás (R\$ 280 million).

It is important to note that the adjusted EBITDA already includes non-cash and IFRS adjustments (VNR, IFRS 9, and MtM).

Below we present the conciliation of Reported EBITDA, as instructed by CVM 527/12:

EBITDA	2Q23	2Q24	Δ%	Δ
R\$ million				
EBITDA Equatorial IFRS	2,370	2,597	9.6%	227
EBITDA Adjustments	(184)	(169)	-8.4%	15
Non Recurring Adjustments	(5)	43	N/A	48
(-) IFRS 9 (Transmissão)	(46)	(43)	-5.9%	3
(-) VNR	(96)	(170)	76.2%	(73)
(-) MtM	(37)	0	-101.2%	38
Adjusted EBITDA	2,186	2,428	11.1%	242

The non-recurring effects impacting EBITDA are listed below:

Non Recurring	Distribution	Transmission	Renewables	Sanitation	Others	2Q24 Total
Gross Margin	(81)	-	-	-	-	(81)
Costs and Expenses	24	-	-	-	-	24
Other Operational Revenues/Expenses	165	-	-	-	-	165
IFRS Adjustments (VNR / IFRS 9 / MtM)	(170)	(43)	-	-	0	(212)
PPAs	-	-	-	-	(64)	(64)
EBITDA Adjustments	(62)	(43)	-	-	(64)	(169)

The EBITDA adjustments this quarter were concentrated in the group's distribution companies and are represented in the previous sections "Gross Margin" and "Costs and Expenses." For more details, see the "Distribution" section.

FINANCIAL RESULTS

Net Financial Result	2Q23	Δ Distribution	Δ Transmission	Δ Renewables	Δ Others	2Q24	Δ%	Δ
R\$ million								
(+) Financial Income	310	1	10	(2)	(28)	291	-6.1%	(19)
(+) Fines and Interest on Overdue Bills	108	10	-	-	-	118	9.4%	10
(+) Debt Charges	(1,346)	(0)	30	(4)	104	(1,216)	-9.7%	130
(+) Charges and Fees	4	(39)	-	-	5	(30)	-862.4%	(34)
(+) Interest and Present Value - Commercial	7	(15)	-	-	-	(8)	-211.3%	(15)
(+) Contingencies	(58)	283	-	-	(289)	(63)	9.5%	(5)
(+) Other Financial Revenues / Expenses	(123)	(104)	4	(5)	193	(35)	-71.2%	87
Net Financial Results	(1,098)	136	44	(11)	(15)	(944)	-14.0%	154
(-/+) Non Recurring Events	283					35	-87.7%	(249)
(-/+) Non Cash Effects	52					(76)	-246.0%	(128)
Net Financial Results	(762)					(985)	29.2%	(223)

It is important to highlight that from this quarter onward, we are emphasizing the effect of the update of the purchase option on the preferred shares in Equatorial Distribuição. The effect of the update is non-cash and is being adjusted similarly to other non-recurring effects, with the adjustment also mapped to 2Q23.

On a consolidated basis, the Company's reported financial result reached a negative R\$ 944 million compared to a negative R\$ 1,098 million in 2Q23.

Below, we present the non-recurring and non-cash effects for the period:

Non Recurring	Distribution	Transmission	Renewables	Sanitation	Others	2Q24 Total
Financial Revenues	(2)	-	-	-	-	(2)
Fines and Interest on Overdue Bills	(2)	-	-	-	-	(2)
Financial Expenses	37	-	-	-	-	37
Pre Payment Fee	5	-	-	-	-	5
Taxes - Non Recurring	32	-	-	-	-	32
Financial Results	35	-	-	-	-	35
Non Cash	Distribution	Transmission	Renewables	Sanitation	Others	2Q24 Total
Preferred Shares Effect	-	-	-	-	(76)	(76)

And now non-recurring effects explained:

Financial Revenues

- (i) *Late Payment Fine (CEA): Effect that corrects the recognition of late payment fines in the financial result. This effect also appears in the non-recurring gross margin with the opposite sign.*

Financial Expenses

- (i) *Fee – Prepayment (Goiás): Fee paid for the partial prepayment of the 2nd issuance of debentures of Equatorial Goiás.*
- (ii) *Constitution of Tax Liability - REFIS Installment Plan (MA/PA/PI/AL): Effect related to the constitution of the tax liability and installment plan through REFIS.*

The financial result adjusted for non-recurring and non-cash effects in 2Q24 was a negative R\$ 985 million, 29.2% higher compared to 2Q23, mainly influenced by the Distribution segment. The breakdown of the effects that impacted the quarter can be found in the distribution section.

NET INCOME

On a consolidated basis, the net income for the period was R\$ 695 million, while the adjusted net income for the period was R\$ 306 million, R\$ 44 million higher than the same period of the previous year.

Consolidated Net Revenues	2Q23	2Q24	Δ%	Δ
Distribution	247	588	138.1%	341
Transmission	90	125	39.0%	35
Intesa	25	-	-100.0%	(25)
Echoenergia	(49)	(32)	-35.0%	17
Echo Crescimento	0	(23)	-24120.6%	(23)
Serviços	23	(11)	-149.4%	(34)
CSA	(57)	(49)	-13.8%	8
PPAS	576	105	-81.7%	(470)
Holding & Others	(183)	(8)	-95.8%	175
(=) Net Revenues	671	695	3.6%	24
<i>(-) Minorities</i>	<i>153</i>	<i>187</i>	<i>22.0%</i>	<i>34</i>
(=) Net Revenues Ex Minorities	518	508	-1.8%	(9)
Total Adjustments	(409)	(389)	-4.8%	20
Adjustments DisCos	279	(45)	-116.0%	(323)
Adjustments Transmission	-	-	N/A	-
Adjustments Renewables	-	-	N/A	-
Adjustments Sanitation	-	-	N/A	-
Adjustments Serviços	-	-	N/A	-
Holding and PPAs Adjustments	(576)	(105)	-81.7%	470
Preferred Shared Adjustments	52	(76)		
IFRS Adjustments (VNR, IFRS e MtM)	(164)	(163)	-0.5%	1
(=) Adjusted Net Revenues	262	306	16.8%	44

The company's minority interests are affected by the update of the preferred shares issued by Equatorial Distribuição and therefore do not reflect the existing economic interest in Equatorial. The adjusted net income attributable to minority interests, for a more accurate view, should consider: (i) the minority interests of the group companies, which in the quarter reached R\$ 56.3 million, and (ii) the value of the preferred shares' update by CDI, which in the quarter reached R\$ 105.4 million. After these adjustments, net income excluding minority interests would be R\$ 533 million.

It is important to note that starting this quarter, the adjusted net income includes non-cash adjustments related to the update of the purchase option for preferred shares in Equatorial Distribuição. This effect is reflected in the financial result and impacts the composition of the profit adjustments.

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

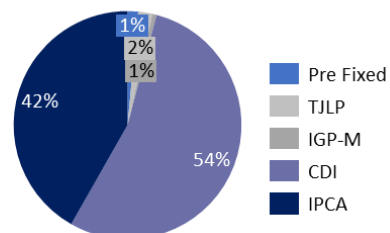
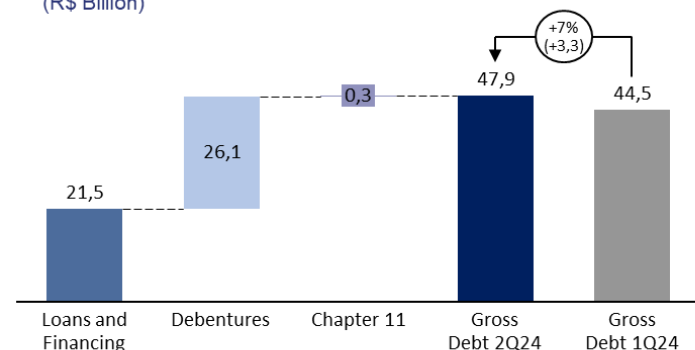
Non - Recurring	Distribution	Transmission	Renewables	Sanitation	Others	2Q24 Total
EBITDA Adjustments (Margin + Costs)	(57)	-	-	-	-	(57)
Depreciation	(12)	-	-	-	-	(12)
Financial Result	35	-	-	-	-	35
Taxes	(12)	-	-	-	-	(12)
PPAs	-	-	-	-	(105)	(105)
Priority Shares Adjustment - Non-cash	-	-	-	-	(76)	(76)
IFRS (VNR / IFRS 9 / MtM) Adjustments - net of tax	(112)	(52)	-	-	0	(163)
Total Net Income Adjustments	(157)	(52)	-	-	(181)	(390)

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

DEBT

In the quarter, the consolidated gross debt, considering loans and financing, financial creditors under judicial recovery (net of present value adjustment), and debentures, reached R\$ 47.9 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 Vision

Equatorial's covenants consider EBITDA 12m from the company's acquisitions and disregard part of RJ's debts

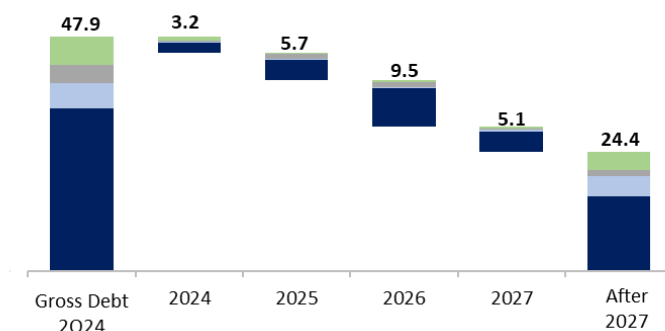
Build-up - Covenants	
Gross Debt	47.9
(-) Covenants Adjustments	- 0.7
(-) Cash	12.6
Net Debt	35.9
Covenants EBITDA	11.1
Net Debt / EBITDA	3.2

Due and Average Cost

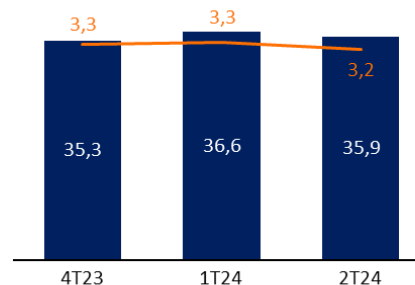
5.4 years / 11.36% p.a.

Referring to the average cost of liabilities incurred in the period

Amortization Schedule (R\$ Bln)



Net Debt History / EBITDA Covenants vision (R\$ Bn)



The net debt calculated for covenant purposes reached R\$ 35.9 billion, implying a net debt/EBITDA ratio for covenant purposes of 3.2x, with a 0.1x reduction compared to the previous quarter. It is important to mention that we made some progress in the quarter regarding the options used for leverage management, such as the capitalization of Equatorial Energia dividends, which had an impact of R\$ 516 million, and the deconsolidation of the SPE 7 debt, classified as an asset held for sale, which reduced debt by R\$ 413 million. We also highlight that, as a subsequent event, we have received R\$ 18 million from the INTESA earnout.

Cash coverage of the company's short-term obligations closed 2Q24 at 2.2x.

INVESTMENTS

The information related to investments made considers 100% of Maranhão, Pará, Piauí, Alagoas, CEEE-D, CEA, Goiás, Intesa, Equatorial Transmissão, Echoenergia, CSA, and Equatorial Serviços in the reported periods. New assets are considered from their respective consolidations.

In 2Q24, the total consolidated investment was R\$ 2.1 billion, 24% lower than in 2Q23.

The variation is mainly due to an 87% reduction in investments in the Renewables segment, reflecting the commissioning of the Ribeiro Gonçalves park and the final stage of the Barreiras 1 investment in 2Q24.

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

Investments	2Q23	2Q24	Δ%	Δ
R\$ million				
Distribution	1,989	1,918	-4%	-71
Electrical Assets	1,626	1,523	-6%	-102
Special Obligations	197	220	12%	23
Non-Electrical Assets	166	174	5%	8
Transmission	16	2	-89%	-14
EQTT	15	2	-89%	-14
Intesa	0	-	100%	0
Renewables	642	85	-87%	-557
Operational Assets	17	18	5%	1
Solar Projects	625	67	-	-558
Sanitation	25	38	54%	13
Others	19	10	-48%	-9
Total Equatorial	2,690	2,052	-24%	-638

ESG (Environmental, Social and Governance)

In the second quarter of the year, the Company continued advancing in its safety journey, a program initiated at the end of 2023 that integrates the pillars of training, leadership, behavior, suppliers, and the general public. There are 33 segmented actions, monitored monthly by a Safety Committee responsible for reporting to the President on the progress of indicators, indices, and metrics, which are primarily aimed at reducing the frequency and severity of accidents involving both employees and third parties.

It is also important to highlight the progress of the Group's emission reduction initiatives during the quarter. Through the SF6 project, initiated in 2023, the Company reduced the intensity of gas emissions by 25% by maintaining the circuit breakers in its high-voltage facilities. SF6 gas is one of the most impactful gases for global warming, being approximately 23,500 times more potent than carbon dioxide in terms of heat retention capacity in the atmosphere. In line with the SF6 project, the Company continued to encourage increased renewable fuel consumption, raising ethanol use in its flex-fuel fleet by more than 2000%, contributing to a 32% reduction in gasoline consumption.

The number of customers benefiting from the Social Electricity Tariff (TSEE) grew by 6% compared to the previous quarter, because of the Company's actions with public authorities to expand the program's reach and facilitate access for low-income families, easing the impact of energy costs on household budgets.

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

ESG Indicators	Measure	2Q23	2Q24	Δ%
Environmental				
Renewable fuels consumption	L	7,603	171,539	2156.1%
SF6 Emissions	tCO2eq/GWh	0.07	0.05	-25.3%
SIGFI Conections	#	3,414	3,231	-5.4%
Environmental Sanctions	R\$ mil	2,258	830	-63.2%
Social				
% of Women in the Equatorial Energia Group	%	35%	36%	1p.p.
% of Women in Leadership Positions x Total Leaders	%	21%	22%	1,6p.p.
% of Black People in Leadership Positions x Total Leaders	%	7%	7%	0,5p.p.
% of Local Suppliers	%	40%	43%	3,2p.p.
Social Investments	R\$ mil	14,988	10,253	-31.6%
TG Own	#	2,327	4	-99.8%
TG Third Party Employees	#	593	1,563	163.6%
Number of employee deaths (own + third parties)	#	4	6	50.0%
Number of Accidents among the Population	#	8	4	-50.0%
Social Tariff Consumers	# mil	4,091	4,317	5.5%
Governance				
% of Independent Directors ²	%	100%	100%	0p.p.
% of Women on the Board	%	22%	14%	-36.4%
% of Employees Trained on the Integrity Track	%	71%	62%	-12.0%
Cases Registered in the Ethics Channel	#	104	136	30.8%

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

DISTRIBUTION

COMMERCIAL PERFORMANCE

Operational Data		2Q23								2Q24							
	Mesure	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total
SIN Injected Energy	GWh	2,254	3,381	1,176	1,252	2,171	475	4,240	14,949	2,430	3,594	1,241	1,295	2,224	482	4,607	15,872
Isolated Systems	GWh	0	63	0	0	0	12	0	75	1	70	0	0	0	13	0	84
Distributed Generation Injected Energy	GWh	119	151	117	65	82	8	295	837	166	232	177	100	66	16	402	1,159
Energia injetada Total	GWh	2,373	3,595	1,293	1,317	2,253	495	4,535	15,862	2,596	3,896	1,417	1,395	2,291	512	5,008	17,116
Total Var. %	%									9.4%	8.4%	9.6%	5.9%	1.6%	3.4%	10.4%	7.9%
Residencial - conventional	GWh	646	709	276	298	691	87	1,237	3,943	740	770	306	311	681	102	1,358	4,268
Residencial - low income	GWh	394	417	193	153	104	73	189	1,523	436	447	202	181	105	87	247	1,706
Industrial	GWh	39	85	23	28	64	8	104	350	31	72	18	22	46	9	90	288
Commercial	GWh	156	334	135	149	356	67	443	1,640	155	319	127	127	310	61	447	1,546
Others	GWh	384	383	210	206	290	38	790	2,301	409	409	230	194	255	41	814	2,352
Captive Consumers	GWh	1,620	1,927	837	833	1,504	273	2,763	9,757	1,770	2,018	882	836	1,398	300	2,956	10,159
Industrial	GWh	103	310	31	150	290	1	865	1,751	100	293	39	168	276	2	947	1,826
Commercial	GWh	114	198	49	53	172	3	138	726	136	232	64	80	191	16	189	908
Others	GWh	2	31	17	0	19	0	31	100	8	33	18	12	42	4	48	166
Free Consumers	GWh	219	539	97	202	480	4	1,034	2,576	244	558	122	261	509	22	1,185	2,900
Connection - Others DisCos	GWh	2	0	38	4	16	0	3	63	2	4	44	4	16	0	3	73
Billed Energy	GWh	1,841	2,466	972	1,040	2,000	277	3,800	12,397	2,016	2,580	1,048	1,101	1,922	322	4,144	13,133
Var. %	%									9.5%	4.6%	7.8%	5.9%	-3.9%	16.2%	9.1%	5.9%
Energia de Compensação da Geração Dis	GWh	100	118	91	55	70	6	233	674	139	194	137	84	89	14	330	987
Distributed Energy	GWh	1,941	2,584	1,063	1,095	2,071	283	4,033	13,071	2,155	2,774	1,185	1,185	2,011	335	4,474	14,120
Var. %	%									11.1%	7.3%	11.5%	8.2%	-2.9%	18.4%	10.9%	8.0%
# Of Consumers	MIL	2,706	2,962	1,490	1,336	1,899	211	3,315	13,919	2,768	3,114	1,527	1,371	1,703	229	3,392	14,103
Var. %	%									2.3%	5.1%	2.5%	2.6%	-10.3%	8.4%	2.3%	1.3%
Total Losses	GWh	432	1,011	230	222	183	212	501	2,791	441	1,122	233	209	279	177	535	2,996
Total Losses / Total Injected - 12 months	%	17.5%	27.6%	18.2%	18.3%	14.0%	43.7%	11.9%	18.6%	17.9%	27.4%	17.8%	18.2%	13.4%	37.3%	11.5%	18.2%
Regulatory - 12 months	%	16.9%	27.0%	20.4%	21.1%	11.0%	34.2%	11.8%	17.9%	17.2%	28.1%	19.9%	20.7%	11.2%	33.5%	12.2%	18.3%

LOSSES (12 months)

DisCos	2Q23	1Q24	2Q24	Regulatory 2Q24 LTM	Δ 2Q23	Δ 1Q24	Δ Regulatory	Regulatory 2Q24 Homologated
Consolidado	18.6%	18.2%	18.2%	18.3%	-0.4%	0.0%	-0.2%	18.1%
Equatorial Maranhão	17.5%	18.2%	17.9%	17.2%	0.4%	-0.3%	0.6%	17.3%
Equatorial Pará	27.6%	27.2%	27.4%	28.1%	-0.2%	0.2%	-0.7%	28.2%
Equatorial Piauí	18.2%	18.1%	17.8%	19.9%	-0.4%	-0.3%	-2.1%	19.6%
Equatorial Alagoas	18.3%	18.6%	18.2%	20.7%	-0.1%	-0.5%	-2.5%	17.8%
CEEE-D	14.0%	12.4%	13.4%	11.2%	-0.6%	0.9%	2.2%	11.3%
CEA ¹	43.7%	39.2%	37.3%	33.5%	-6.4%	-2.0%	3.8%	33.6%
Equatorial Goiás	11.9%	11.7%	11.5%	12.2%	-0.3%	-0.1%	-0.6%	12.3%

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

CONTRACTION (12 months)

Further below, we present the expected level of contracting for the distribution companies for 2024, with and without adjustments due to involuntary overcontracting.

2024	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO
Contraction %	103.39%	103.06%	103.77%	103.00%	106.17%	107.27%	103.40%
Contraction with involuntary %	103.39%	103.06%	103.77%	103.00%	104.70%	102.46%	103.40%

PDA and COLLECTION

PDA / GOR (last 12 months)	2Q23	2Q24	Var.	PDA / GOR (last 12 months)	2Q23	2Q24	Var.
Equatorial Maranhão	1.60%	1.59%	0 p.p	Equatorial Maranhão	97.8%	98.7%	0,9 p.p
Equatorial Pará	1.57%	2.08%	0,5 p.p	Equatorial Pará	98.5%	95.8%	-2,7 p.p
Equatorial Piauí	1.97%	1.67%	-0,3 p.p	Equatorial Piauí	96.6%	100.4%	3,8 p.p
Equatorial Alagoas	0.37%	0.70%	0,3 p.p	Equatorial Alagoas	100.1%	98.1%	-2 p.p
CEEE-D	2.11%	2.76%	0,6 p.p	CEEE-D	102.9%	97.7%	-5,2 p.p
CEA	-0.58%	0.55%	1,1 p.p	CEA	96.8%	98.0%	1,2 p.p
Equatorial Goiás	0.86%	0.56%	-0,3 p.p	Equatorial Goiás	99.6%	100.0%	0,4 p.p
Consolidated	1.35%	1.47%	0,1 p.p	Consolidated	99.3%	98.4%	-0,9 p.p

1 Does not consider construction revenues

On a consolidated basis, the group's PECLD reached 1.47% of the ROB. This indicator is impacted by the increase in the PECLD/ROB ratio in Rio Grande do Sul, where provisions were higher this quarter due to the climate event and state of calamity that affected the state in 2Q24, and by the rise in PDD/ROB levels in Pará, which reflects the increased provisioning rates under the new loss matrix, as well as aging debts.

The companies' collection rate ended the quarter at a consolidated level of 98.4%, with notable performance from Equatorial Goiás (100.0%) and Equatorial Piauí (100.4%). The collection rate in Pará was affected by increased public sector delinquency and higher billing compared to 1Q24, temporarily impacting the indicator.

OPERATIONAL PERFORMANCE

DEC and FEC (12 months)

DisCos	2Q23	1T24	2Q24	Regulatory	Δ 2Q23	Δ 1T24	Δ Regulatory
DEC							
Equatorial Maranhão	17.3	13.8	14.2	14.2	-3.2	0.4	0.0
Equatorial Pará	17.4	17.1	18.2	22.4	0.7	1.1	-4.3
Equatorial Piauí	23.1	23.4	24.3	20.0	1.2	0.8	4.3
Equatorial Alagoas	16.2	17.3	17.7	15.5	1.5	0.4	2.2
CEEE-D	16.6	19.0	19.3	8.4	2.6	0.3	10.9
CEA	37.6	31.4	34.4	45.7	-3.2	3.0	-11.4
Equatorial Goiás	20.0	20.7	20.1	11.4	0.1	-0.6	8.7
FEC							
Equatorial Maranhão	6.8	6.1	6.1	8.3	-0.7	0.0	-2.2
Equatorial Pará	8.7	8.0	8.0	16.8	-0.7	0.0	-8.8
Equatorial Piauí	9.5	8.7	8.4	13.2	-1.1	-0.3	-4.8
Equatorial Alagoas	6.9	7.1	6.9	12.9	-0.1	-0.2	-6.1
CEEE-D	8.6	7.7	7.4	6.0	-1.2	-0.3	1.4
CEA	17.4	14.1	14.4	30.6	-3.1	0.3	-16.3
Equatorial Goiás	10.4	10.4	9.9	7.7	-0.4	-0.4	2.2

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

The highlight of the quarter is the reduction in DEC and FEC for Equatorial Goiás, reflecting the investments made during the period.

Compared to 1Q24, DEC increased in almost all the group's distribution companies.

In the northeastern distribution companies (Maranhão, Piauí, and Alagoas), the deterioration in DEC can be explained by increased rainfall during the period, which is a result of the warming of waters near the Northeast coast due to the temperature difference between the North Tropical Atlantic (TNA) and the South Tropical Atlantic (TSA). These effects increased total precipitation by 25% in Maranhão and 74.5% in Alagoas compared to the same period last year, while Piauí saw a 24.2% increase in April alone.

In Amapá, the increase in DEC is a non-recurring effect, reflecting the fire at the Macapá substation, which caused network instability due to load redirection and reduced redundancy, increasing the restoration time for outages in the state during the quarter. The damaged transformer was replaced in the third quarter.

At CEEE-D, the increase in DEC is due to consecutive extreme weather events affecting the state of Rio Grande do Sul, which have hampered network maintenance due to the large mobilization of teams for emergency response. Despite the indicator's expurgation mechanisms, part of the impact on the network could not be excluded, increasing the indicator.

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

² Equivalent Outage Duration per Consumer (DEC) - indicates the average duration of outages, in hours per customer per period

³ Equivalent Frequency of Outage per Consumer (FEC) - indicates the frequency of outages, in number of outages per customer per period

FINANCIAL PERFORMANCE

GROSS MARGIN

Operating Revenues	2Q23								2Q24								Δ%
R\$ million	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total	Total
Gross Supply Revenues	1,191	1,927	766	717	1,089	232	1,931	7,854	1,487	2,287	868	790	1,055	260	2,422	9,169	17%
Unbilled Income	10	33	7	(5)	(86)	1	(38)	(79)	(18)	10	(13)	(24)	(41)	3	(23)	(106)	35%
(+) demand excess and reactive surplus	(4)	(9)	8	(3)	(6)	(1)	(12)	(27)	(5)	(14)	(4)	(3)	(9)	(1)	(19)	(54)	100%
Other Revenues (R\$ MM)	198	482	135	129	240	51	411	1,647	263	616	158	194	263	113	479	2,086	27%
Low Income Subsidy	80	105	46	41	12	8	32	325	92	120	55	51	16	10	44	388	20%
CDE Subvention	29	132	16	19	39	27	70	332	38	162	25	58	46	49	89	467	41%
Grid Usage	42	97	31	48	144	3	244	609	55	149	37	63	158	10	256	727	19%
Financial Asset Update	10	83	1	1	(5)	1	5	96	26	109	2	(4)	4	16	16	170	76%
Financial Asset Write-off	5	7	3	3	8	1	-	27	6	8	3	3	5	1	-	25	-7%
Late Payment Fine	12	19	8	6	9	2	16	73	16	24	9	8	5	0	22	84	16%
Other Operating Revenues	20	39	31	11	33	8	43	185	30	45	26	16	29	26	52	225	21%
Mutual Use	11	23	10	7	27	2	25	104	15	21	9	6	27	2	28	108	4%
Supply (R\$ MM)	0	3	8	5	41	6	60	124	4	9	3	5	26	8	36	90	-27%
Parcel A Revenues (R\$ MM)	129	181	40	(0)	49	25	26	450	23	(50)	26	(38)	177	101	258	495	10%
(+) Construction Revenues	232	478	275	168	210	150	246	1,758	290	563	197	132	213	84	480	1,959	11%
Gross Operating Revenues	1,748	3,062	1,233	1,017	1,623	463	2,661	11,806	2,063	3,411	1,248	1,078	1,725	565	3,656	13,745	16%
Deductions from Operating Revenues	(439)	(652)	(326)	(301)	(503)	(87)	(980)	(3,289)	(583)	(834)	(355)	(343)	(562)	(143)	(1,149)	(3,968)	21%
PIS and COFINS	(343)	(499)	(262)	(205)	(318)	(65)	(600)	(2,293)	(463)	(652)	(269)	(236)	(333)	(70)	(710)	(2,733)	19%
Quality Indicator Compensations	(7)	(8)	(9)	(5)	(10)	(2)	(33)	(74)	(7)	(8)	(10)	(5)	(20)	(4)	(58)	(112)	52%
Consumer Charges	(89)	(144)	(55)	(91)	(175)	(20)	(348)	(922)	(113)	(174)	(76)	(101)	(209)	(69)	(381)	(1,123)	22%
Net Operating Revenues	1,309	2,410	906	715	1,120	376	1,680	8,517	1,481	2,577	892	735	1,163	422	2,507	9,777	15%
(-) Construction Revenues	(232)	(478)	(275)	(168)	(210)	(150)	(246)	(1,758)	(290)	(563)	(197)	(132)	(213)	(84)	(480)	(1,959)	11%
Net Operating Revenues w/o Construction Rev	1,077	1,933	631	547	910	226	1,435	6,759	1,190	2,014	696	604	950	338	2,027	7,818	16%
Energy Purchase and Transmission	(563)	(872)	(321)	(330)	(662)	(130)	(977)	(3,855)	(630)	(946)	(361)	(328)	(697)	(138)	(1,159)	(4,259)	10%
(=) Gross Margin	515	1,060	310	217	248	96	458	2,904	560	1,067	335	276	252	200	868	3,559	23%
(-) Non Recurring Adjustments	-	-	-	25	-	-	109	134	-	-	-	-	-	(81)	-	(81)	-161%
(-) VNR	(10)	(83)	(1)	(1)	5	(1)	(5)	(96)	(26)	(109)	(2)	4	(4)	(16)	(16)	(170)	76%
(=) Adjusted Gross Margin (ex-VNR)	504	977	309	241	252	96	561	2,942	534	959	333	280	248	102	852	3,308	12%
									5.9%	-1.9%	7.6%	16.2%	-1.5%	6.7%	51.7%	12.5%	

In 2Q24, the adjusted Gross Margin of the distributors excluding VNR reached R\$ 3.3 billion, 12% higher than the same period last year, mainly influenced by increased consumption and higher tariffs. Equatorial Goiás was the distributor that contributed the most to the positive variation in the quarter (+R\$ 290.1 million), with a 9.0% increase in billed market and a 36.7% repositioning of the Parcel B.

OPERATING EXPENSES AND OPEX/CONSUMER

Operating Expenses	2Q23								2Q24								Δ%
R\$ million	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total	Total
Personnel	48	45	26	21	64	10	57	270	59	49	22	20	38	9	38	234	-14%
Material	5	3	3	2	(1)	(1)	(8)	3	6	4	2	5	5	1	19	41	1455%
Third Party Services	120	78	47	38	86	23	179	571	115	120	66	48	83	21	238	690	21%
Others	4	2	(9)	0	(2)	(0)	(15)	(20)	7	4	2	2	12	2	5	34	-273%
PMSO	177	128	67	61	146	32	213	824	187	177	92	74	138	33	299	999	21%
Others Adjustments	(7)	43	27	4	-	-	75	141	(2)	-	-	(7)	-	-	(15)	(24)	-117%
Adjusted PMSO	169	171	94	65	146	32	288	965	184	177	92	67	138	33	284	975	1%
PDA	24	41	19	3	30	(2)	21	136	28	59	18	7	42	3	18	174	28%
% GOR (w/o Construction Revenues)	1.60%	1.57%	1.97%	0.37%	2.11%	-0.58%	0.86%	1.35%	1.59%	2.08%	1.67%	0.70%	2.76%	0.55%	0.56%	1.47%	
Provision for Contingencies	4	6	1	3	17	(7)	166	189	4	3	2	3	10	1	11	34	-82%
FUNAC Provisions	-	-	-	-	-	-	24	24	-	-	-	-	-	-	41	41	69%
Provisions	28	47	20	6	47	(9)	210	349	32	62	19	10	51	4	70	248	-29%
(+) CCC Subvention	-	8	-	-	-	3	-	11	-	15	-	-	-	4	-	18	72%
Other Operating Expenses (Revenues)	10	34	13	(3)	(0)	21	58	132	25	30	5	(8)	51	1	61	165	25%
Depreciation and Amortization	58	105	36	22	37	11	96	364	72	121	41	31	35	(2)	157	456	25%
Manageable Expenses	272	321	136	86	230	58	578	1,680	316	404	157	107	276	39	587	1,886	12%
Adjusted OPEX/Consumer (12m)	223	242	232	207	298	658	376	280	252	227	241	206	338	598	345	279	
									12.9%	-6.0%	3.7%	-0.1%	13.5%	-9.2%	-8.3%	-0.2%	

MARANHÃO

Compared to the previous quarter, the Adjusted PMSO per Consumer, on a 12-month view, increased by 12.9%, totaling R\$ 252. The adjusted PMSO for the period totaled R\$ 184 million, representing an 8.9% increase between quarters, or R\$ 15 million.

The increase in adjusted PMSO is mainly due to the Personnel line, which showed an increase of R\$ 11 million, reflecting the headcount growth in Maranhão (+209 employees during the period, with 38 in the second quarter), as well as the 4.14% salary adjustment approved in August.

In 2Q24, Expected Losses for Doubtful Credit (PECLD) reached R\$ 28 million, representing 1.59% of ROB.

PARÁ

In 2Q24, the Adjusted PMSO per Consumer (12 months) was R\$ 227, a 6.0% reduction compared to 2Q23, while the adjusted PMSO reached R\$ 177 million, about 3.5% higher than 2Q23, a growth below the inflation rate for the period.

In 2Q24, PECLD reached R\$ 59 million, 2.08% of ROB. The increase between quarters is mainly due to the rise in the company's accounts receivable, exacerbated by the update of a matrix with a higher percentage of provisions for non-installment debts.

PIAUI

The Adjusted PMSO per Consumer (12 months) was R\$ 241, a 3.7% increase compared to 2Q23, below the inflation rate for the last 12 months. The adjusted PMSO for the quarter decreased by 1.8%, or R\$ 2 million compared to the same period last year.

In 2Q24, PECLD recorded a provision of R\$ 18 million, 1.67% of ROB, 0.3 p.p. below 2Q23.

ALAGOAS

The Adjusted PMSO per Consumer (12 months) was R\$ 206, in line with 2Q23, while the adjusted PMSO showed a 2.4% increase, or R\$ 2 million.

PECLD recorded a provision of R\$ 7 million, representing 0.70% of ROB.

CEEE-D

The Adjusted PMSO per Consumer (12 months) was R\$ 338, a 13.5% increase reflecting the reduction of 144 thousand billed consumers between quarters, a result of the calamity that affected the state in 2Q24. If the PMSO per consumer were calculated over the same number of clients as in 1Q24, it would be R\$ 296.7, 0.3% lower than in 2Q23.

The adjusted PMSO reached R\$ 138 million, 5.8% lower than 2Q23 (R\$ 9 million). The reduction in the quarter is mainly due to the Personnel line, driven by the transfer of interest payments related to the CEEE-D pension plan to the financial expenses line, in line with market practice, which impacted the quarter by R\$ 24 million. The reduction was partially offset by an increase in the Other category, which showed an increase of R\$ 13 million, primarily due to the recognition of operational and commercial fines.

Excluding the effect of the pension plan payment migration to financial results, the adjusted PMSO for the period would have shown an increase of R\$ 14 million, or 9.5%.

PECLD registered R\$ 42 million, mainly impacted by the climate event in the quarter, which was also intensified by the redirection of loss and delinquency teams for emergency response. With this result, PECLD/ROB reached 2.76%.

CEA

The Adjusted PMSO per Consumer (12 months) was R\$ 598, 9.2% lower than the same period last year. The adjusted PMSO for CEA was R\$ 33 million, in line with 2Q23.

Finally, in 2Q24, PECLD reached R\$ 3 million, representing 0.55% of ROB.

GOIÁS

The Adjusted PMSO per Consumer (12 months) was R\$ 345 in 2Q24, 8.3% lower than in 2Q23, reflecting Equatorial's commitment to cost discipline. The adjusted PMSO was R\$ 284 million, in line with the same period last year.

Expense reductions between quarters were concentrated in Third-Party Services and Personnel lines, which decreased by R\$ 32 million and R\$ 19 million, respectively. The main effects in the Services line are: (i) reduction in occurrences and activation of operational systems (R\$ 23 million) and (ii) reduction in expenses with disconnection and reconnection services due to price negotiation (R\$ 14 million). The increase in the Others line by R\$ 24 million is due to the adjustment made to FUNAC provisions last year, which was previously classified under Others and later reclassified under FUNAC provisions, making the Others line negative in the second quarter of the previous year.

PECLD registered R\$ 18 million, representing 0.56% of ROB.

EBITDA

EBITDA	2Q23								2Q24								Δ%
R\$ million	MA	PA	PI	AL	CEEE-D	CEA	GO	Total	MA	PA	PI	AL	CEEE-D	CEA	GO	Total	Total
(+) Net Income	169	519	74	78	(159)	(11)	(423)	247	151	484	66	100	(216)	96	(94)	588	138.1%
(+) Income Tax / Social Contribution	28	110	14	16	(1)	4	(204)	(32)	35	102	33	30	-	-	12	212	-752.7%
(+) Net Financial Result	45	110	88	37	178	45	507	1,009	59	78	78	39	193	65	362	874	-13.4%
(+) Depreciation & Amortization	58	105	36	22	37	11	96	364	72	121	41	31	35	(2)	157	456	25.2%
(=) EBITDA IFRS (CVM)*	300	844	211	153	55	49	(24)	1,588	316	784	219	200	12	159	438	2,129	34%
(+) Other Operating Revenues / Expenses	10	34	13	(3)	(0)	21	58	132	25	30	5	(8)	51	1	61	165	24.6%
(+) Gross Margin Impacts	-	-	-	25	-	-	109	134	-	-	-	-	-	(81)	-	(81)	-160.7%
(+) PMSO Adjustments	7	(43)	(27)	(4)	-	-	(75)	(141)	2	-	-	7	-	-	15	24	-117.2%
(+) Provisions Adjustments	-	-	-	-	-	-	150	150	-	-	-	-	-	-	-	-	-100.0%
(+) Provisions Adjustments	(10)	(83)	(1)	(1)	5	(1)	(5)	(96)	(26)	(109)	(2)	4	(4)	(16)	(16)	(170)	76.2%
Adjusted IFRS EBITDA	307	752	196	170	59	70	213	1,766	318	706	221	203	59	62	498	2,067	17%
	3.5%	-6.2%	13.2%	19.8%	0.0%	-11.5%	133.9%	17.0%									

MARANHÃO

In 2Q24, adjusted EBITDA per VNR and non-recurring effects reached R\$ 318 million, 3.5% higher than in 2Q23, or R\$ 10.8 million.

The adjusted gross margin for the quarter increased by R\$ 30 million, mainly due to market growth of R\$ 47 million, partially offset by the reduction in the fio-B tariff, which negatively impacted by R\$ 28.0 million.

The margin increase was partially offset by variations in adjusted PMSO (R\$ -15.1 million) and provisions and contingencies (R\$ -4.0 million).

PARÁ

Adjusted EBITDA per VNR and non-recurring effects reached R\$ 706 million, a 6.2% decrease.

The gross margin for the quarter decreased by R\$ 24 million, impacted by positive market effects (R\$ 41.0 million) but offset by the negative impact of the fio-B tariff reduction (-R\$ 58.6 million).

The adjusted PMSO, provisions, and isolated systems showed variations of R\$ 6 million, R\$ 15 million, and R\$ 7 million, respectively.

PIAUI

In PiauÍ, adjusted EBITDA for non-recurring and non-cash effects reached R\$ 221 million, 13.2% higher, or R\$ 26 million, compared to the same period last year.

The R\$ 23 million increase in gross margin is due to market growth (R\$ 19.8 million) and tariff effect (R\$ 43.7 million), partially offset by Unbilled Revenue (-R\$ 20.0 million).

In addition to the margin growth in the quarter, both the adjusted PMSO and PECLD and contingencies showed slight reductions that contributed to EBITDA (R\$ 1.7 million and R\$ 0.6 million).

ALAGOAS

Adjusted EBITDA per VNR and non-recurring effects in Alagoas reached R\$ 203 million, an increase of R\$ 34 million or 19.8% higher than in 2Q23.

The gross margin in Alagoas grew by R\$ 39 million, influenced by the tariff increase (R\$ 15.7 million) and market growth (R\$ 13.0 million).

The adjusted PMSO showed an increase of R\$ 2 million, and adjusted provisions for the period (PECLD and contingencies) negatively impacted the result by R\$ 4 million.

CEEE-D

Adjusted EBITDA for non-recurring effects and VNR in Rio Grande do Sul reached R\$ 59 million in the quarter, in line with 2Q23, despite the calamity situation due to climatic events.

The gross margin of CEEE-D showed a slight decrease of R\$ 3.9 million, mainly due to the reduction in the billed market during the period.

The PMSO for the period showed a reduction of R\$ 8.5 million, while PECLD and contingencies increased by R\$ 4.5 million between quarters.

CEA

Adjusted EBITDA showed a decrease of R\$ 8.0 million, or 11.5%, reaching R\$ 62 million in the quarter.

The gross margin of CEA grew by R\$ 6.5 million, resulting from the increase in billed energy during the period.

The adjusted PMSO, PECLD, and isolated systems showed variations of R\$ 1.4 million, R\$ 12.4 million, and R\$ 0.8 million, respectively.

GOIÁS

Adjusted EBITDA for non-recurring effects and VNR in Equatorial Goiás reached R\$ 498 million.

The main impact on EBITDA growth is the increase in gross margin, which this quarter showed an increase of R\$ 290.1 million due to market growth (+R\$ 49.8 million), the increase in the fio-B tariff (+R\$ 227.5 million) due to the tariff review process, and the improvement in delta losses (+R\$ 15.8 million).

The PMSO for the period decreased by R\$ 1.6 million, while PECLD and provisions varied by R\$ 9 million, negatively impacting the result.

It is important to highlight that both this quarter and the upcoming quarters may present volatility in the results due to the turnaround process.

NON-RECURRING EFFECTS - EBITDA

Non Recurring	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	2Q24 Total
Operational Revenues	-	-	-	-	-	(81)	-	(81)
Late Payment Fine	-	-	-	-	-	2	-	2
Tariff Review Recognition	-	-	-	-	-	(60)	-	(60)
Losses Flexibility via CCC	-	-	-	-	-	(24)	-	(24)
Revenues Deductions	-	-	-	-	-	-	-	-
NOR	-	-	-	-	-	(81)	-	(81)
Costs of Energy Service	-	-	-	-	-	-	-	-
Gross Margin	-	-	-	-	-	(81)	-	(81)
OPEX	2	-	-	7	-	-	15	24
Pessoal	-	-	-	-	-	-	-	-
Materials	-	-	-	3	-	-	-	3
Third Party Services	2	-	-	4	-	-	15	22
Outros	-	-	-	-	-	-	-	-
Total Provisions	-	-	-	-	-	-	-	-
Costs and Expenses	2	-	-	7	-	-	15	24
Other Operational Revenues/Expenses	25	30	5	(8)	51	1	61	165
VNR	(26)	(109)	(2)	4	(4)	(16)	(16)	(170)
EBITDA Adjustments	1	(78)	3	3	47	(97)	60	(62)

FINANCIAL RESULTS

Net Financial Results	2Q23								2Q24								Δ%
R\$ million	MA	PA	PI	AL	CEEE-D	CEA	GO	Total	MA	PA	PI	AL	CEEE-D	CEA	GO	Total	
(+) Financial Income	29	49	19	10	29	7	25	168	24	47	19	9	28	8	35	169	0,3%
(+) Fines and Interest on Overdue Bills	18	28	10	10	20	3	19	108	21	33	12	10	23	3	16	118	9,4%
(+) Debt Charges	(77)	(173)	(102)	(57)	(118)	(49)	(300)	(876)	(80)	(150)	(92)	(49)	(130)	(60)	(316)	(876)	0,0%
(+) Charges and Fees	(3)	15	0	(0)	(11)	3	6	9	(9)	(1)	(3)	1	(8)	4	(13)	(30)	-438,4%
(+) Interest and Present Value - Commercial	(3)	5	(5)	(0)	10	(1)	-	7	(1)	2	(5)	1	1	(4)	(2)	(8)	-211,3%
(+) Contingencies	(3)	3	(3)	(4)	(35)	4	(309)	(347)	(4)	(2)	(2)	(3)	(28)	(3)	(22)	(63)	-81,7%
(+) Other Financial Revenues / Expenses	(7)	(37)	(7)	4	(73)	(11)	52	(79)	(9)	(6)	(8)	(7)	(78)	(12)	(61)	(183)	132,3%
Net Financial Results	(45)	(110)	(88)	(37)	(178)	(45)	(507)	(1.009)	(59)	(78)	(78)	(39)	(193)	(65)	(362)	(874)	-13,4%
(+) Non Recurring Events	-	-	-	-	-	-	283	283	8	17	2	4	-	(2)	5	35	
Adjusted Net Financial Results	(45)	(110)	(88)	(37)	(178)	(45)	(223)	(726)	(50)	(61)	(76)	(35)	(193)	(66)	(357)	(839)	15,5%
									11,4%	-44,4%	-13,6%	-5,2%	8,3%	47,6%	60,0%	15,5%	

In 2Q24, the distribution segment ended with a net financial result of negative R\$ 874 million.

The adjusted financial result for the quarter was R\$ 839 million, 15.5% worse compared to 2Q23. This outcome was mainly influenced by the following effects in Equatorial Goiás: (i) the establishment of a tax credit and interest on PIS/COFINS fines due to the exclusion of ICMS from the tax base, amounting to R\$ 78 million in 2023, which did not recur in 2024, and (ii) the guarantee fees on debt contracts, which began to be accounted for in 3Q23 and reached R\$ 25 million this quarter.

NET PROFIT

Net Income	2Q23								2Q24								Δ%
R\$ million	MA	PA	PI	AL	CEEE-D	CEA	GO	Total	MA	PA	PI	AL	CEEE-D	CEA	GO	Total	Total
(+) Net Income	169	519	74	78	(159)	(11)	(423)	247	151	484	66	100	(216)	96	(94)	588	138%
(+) EBITDA Adjustments (Net of Taxes)	7	(43)	(27)	21	-	-	184	143	2	-	-	7	-	(81)	15	(57)	-139.9%
(+) IR and CSLL Effect	1	8	(3)	(4)	-	-	(148)	(147)	(3)	(4)	(1)	(3)	-	-	-	(11)	-92.6%
(+) Financial Results Adjustments	-	-	-	-	-	-	283	283	8	17	2	4	-	(2)	5	35	-87.7%
VNR	(7)	(55)	(1)	(1)	3	(0)	(3)	(64)	(17)	(72)	(1)	3	(3)	(11)	(11)	(112)	76.2%
(=) Adjusted Net Income	170	430	43	94	(156)	(11)	(107)	462	141	425	66	111	(219)	(9)	(84)	431	-7%
									-17,0%	-1,2%	56,4%	17,8%	39,8%	-16,9%	-21,3%	-6,7%	

INVESTMENTS

Investment on Distribution	2Q23								2Q24								Δ%	
R\$ million	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total	Total	
Electrical Assets	197	319	219	153	188	132	418	1,626	262	316	160	113	175	55	442	1,523	-6.3%	
Special Obligations	21	134	49	3	1	12	24	197	6	216	20	0	2	17	-	41	220	11.9%
Non-Electrical Assets	14	25	7	12	21	5	82	166	22	32	16	19	36	11	38	174	4.6%	
Total	232	478	275	168	211	150	475	1,989	290	563	197	132	213	84	439	1,918	-4%	
									25.1%	17.9%	-28.5%	-21.8%	0.9%	-44.0%	-7.6%	-3.6%		

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

TRANSMISSION**FINANCIAL PERFORMANCE**

Financial Statement - R\$ million	2Q23	2Q24	Δ%
Net Revenues	292	298	1.9%
OPEX	(18)	(18)	-0.7%
Infrastructure Costs	-	-	N/A
Regulatory EBITDA	275	280	2.1%
EBITDA Margin	93.9%	94.0%	0.2%
Depreciation / Amortization	(125)	(110)	-11.8%
EBIT	150	170	13.6%
Financial Results	(123)	(79)	-35.8%
Taxes	(11)	(13)	19.6%
Net Revenues	16	78	400.3%
Debt	2Q23	2Q24	Δ%
Net Debt	5,057	3,548	-29.8%
Debt Volume (Loans + Debentures)	5,905	5,126	-13.2%
Cash and Cash Equivalents	848	1,578	86.1%

**Subtracted of Construction Revenues*

EQUATORIAL TRANSMISSÃO

The regulatory result for 2Q24 generated net revenue of R\$ 298.0 million, a 1.9% increase compared to 2Q23, due to the 3.94% adjustment of RAP for the 23/24 cycle for SPEs 1 to 8. This effect was partially offset by a higher Variable Parcel in the quarter amounting to R\$ 6.7 million.

Operating costs and expenses totaled R\$ 17.8 million, in line with the previous year. The regulatory EBITDA reached R\$ 280.2 million, with a margin of 94.0%.

The table below presents the income statement for the transmission segment, from corporate to regulatory, for the SPEs consolidated by Equatorial Transmissão.

Income Statement (R\$ '000)	2Q23 Regulatory	Adjustments	2Q23 IFRS	2Q24 Regulatory	Adjustments	2Q24 IFRS
Operating Revenues	324,295	(292,400)	375,852	333,630	45,139	378,768
Energy Transmission	324,291	(324,291)	-	333,629	(333,629)	-
Maintenance and Operation Revenues	-	24,659	24,659	-	27,495	27,495
Construction Revenues	-	7,232	7,232	-	1,430	1,430
Financial Revenues - IRR Update	-	-	-	-	-	-
Contract Asset Update	-	-	343,957	-	349,842	349,842
Contract Asset Revenues	-	-	-	-	-	-
Contract Asset - Realization Gains	-	-	-	-	-	-
Other Revenues	3	0	4	0	0	0
Deductions from Operating Revenues	(31,824)	10,681	(21,143)	(35,643)	(133)	(35,777)
Net Operating Revenues	292,470	62,239	354,709	297,986	45,006	342,992
Electricity Costs	-	-	-	-	-	-
Operational Gross Margin	292,470	62,239	354,709	297,986	45,006	342,992
Operating Expenses	(17,876)	(14,895)	(32,770)	(17,755)	(1,799)	(19,554)
Personnel	(9,472)	552	(8,920)	(8,747)	(0)	(8,748)
Material	(14,139)	13,499	(640)	(57)	0	(57)
Third Party Services	6,313	(13,579)	(7,266)	(8,913)	(90)	(9,003)
Provisions	-	(15,417)	(15,417)	-	(1,708)	(1,708)
Other	(578)	51	(527)	(39)	(0)	(39)
PDA	-	-	-	-	-	-
EBITDA	274,594	47,344	321,938	280,231	43,207	323,438
Depreciation and Amortization	(124,638)	61,370	(63,268)	(109,949)	38,604	(71,345)
Equity Equivalence						605
Operating Income	149,957	108,714	258,670	170,282	81,811	252,698
Net Financial Results	(123,186)	4	(123,181)	(79,036)	(0)	(79,036)
Financial Revenues	39,384	0	39,384	44,896	(0)	44,896
Financial Expenses	(162,569)	4	(162,565)	(123,933)	(0)	(123,933)
Income Before Taxes	26,771	108,718	135,489	91,246	82,416	173,662
Social Contribution	(11,214)	(31,389)	(42,603)	(13,414)	(36,902)	(50,316)
Income Tax	-	31,389	31,389	-	36,902	36,902
Deferred Taxes	-	(34,167)	(34,167)	-	(35,001)	(35,001)
Net Income	15,557	74,551	90,108	77,832	47,415	125,247

RENEWABLES

OPERATING PERFORMANCE

GENERATION

Operational Data	2Q23	2Q24	2T24 Ex Curtailment and Solar	Δ% 2Q23 vs 2Q24	Δ% 2Q23 vs 2Q24 Ex Curtailment and Solar
Wind Speed (m/s)	6,70	6,84	6,84	2,1%	2,1%
Net Energy Generated (GWh)*	897,3	877,6	914,2	-2,2%	0,8%
Adjusted Technical Availability ¹ (12 months)**	96,2%	96,2%	96,2%	0,0%	0,0%

* Values measured at the center of gravity

** The adjustment is applied to the indicator because the periods of unavailability that are subject to penalties from O & M contracts are considered as available periods.

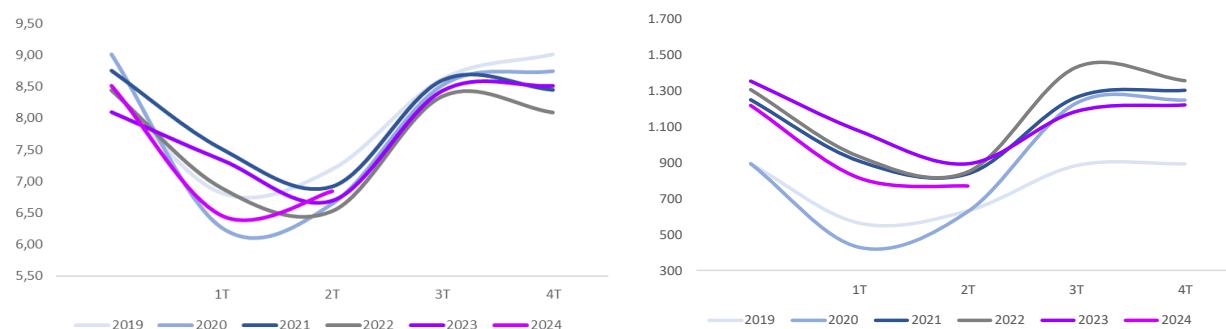
In 2Q24, net wind generation was 773.6 GWh, while solar generation for the period reached 104.0 GWh, totaling 877.6 GWh for the quarter, a 2.2% reduction compared to the same period last year. The total constrained-off effect for the period was 151.5 GWh.

Below, we highlight the main variations between periods for the wind farms:

Wind Clusters	Generation (GWh)				Wind (m/s)			
	2Q23	2Q24	Δ%	Δ	2Q23	2Q24	Δ%	Δ
Ventos de Tianguá	92.5	98.0	5.9%	5.5	6.2	6.5	4.2%	0.3
Serra do Mel 1 e 2	350.1	237.9	-32.1%	-112.2	6.4	6.7	4.6%	0.3
Echo 1, 2, 4 e 5	297.0	295.1	-0.6%	-1.9	7.5	7.7	2.3%	0.2
Ventos de São Clemente	157.6	142.6	-9.5%	-15.0	6.2	6.0	-3.4%	-0.2
Portfólio	897.3	773.6	-13.8%	-123.7	6.46	6.65	33.8%	2.2

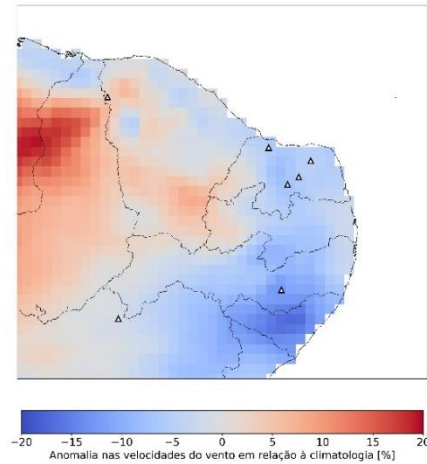
Solar Clusters	Generation (GWh)				Average Irradiance (W/m2)			
	2Q23	2Q24	Δ%	Δ	2Q23	2Q24	Δ%	Δ
Portfólio	-	104.0	-	104.0	-	306.21	-	-

AVERAGE WIND SPEED – PORTFOLIO (m/s) TOTAL GENERATION – PORTFOLIO (GWh)



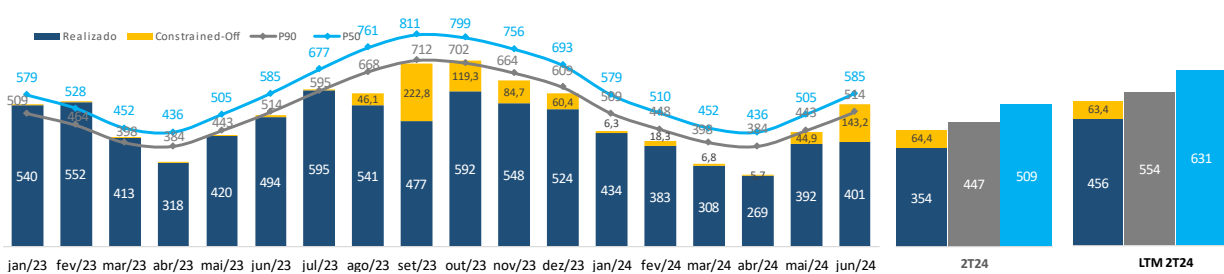
⁴ As of 1Q24, adjusted technical availability is calculated considering energy and non temporal values. This form of calculation is more representative of the impact of availability on energy generation.

2Q24 presented atypical weather conditions that impacted the availability of wind resources in Echoenergia's parks. The temperature difference between the North Tropical Atlantic (TNA) and the South Tropical Atlantic (TSA) caused the waters near the Northeast coast to warm, increasing humidity and rainfall, which weakened the winds. Additionally, the temperature difference between tropical and subtropical waters resulted in more cold fronts and cyclones, further reducing wind speeds between April and May. In June, changes in water temperature shifted weather systems to the northern hemisphere, reducing rainfall and intensifying winds in the region, bringing positive prospects for the coming months. As a consolidated result, the average wind speed in Echoenergia's complexes increased by 2.1% compared to the second quarter of 2023 but remained below the climatological⁵ average. The figure next to this text illustrates the wind anomaly in 2Q24 compared to the long-term climatological average, highlighting significant negative anomalies in all Echoenergia complexes, except Tianguá.



The following graph shows Echoenergia's wind energy generation in recent months and the outlook for 2Q24, comparing it with the P50 and P90 annual values revised by the company at the beginning of 2024. It is worth noting that these energy production estimates are considered robust, as the studies were conducted using well-established market methodologies and are based on operational data for all complexes.

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



CONSTRAINED-OFF

After the event on August 15, 2023, which resulted in the partial shutdown of the National Interconnected System (SIN), the National System Operator (ONS) implemented changes to the system's operation mode that caused significant generation restrictions (known as "constrained-off") for renewable energy generation agents in the Northeast. Among the changes, the reduction of export limits for energy from the Northeast to the Southeast/Central-West and the North stands out. Historically, until the date of the occurrence, Echoenergia had experienced limited and negligible impacts due to constrained-offs. However, after the occurrence, the company was mainly affected in its Serra do Mel and Tianguá projects.

In 2Q24, energy losses totaled 151.5 GWh (13.5%), with the most significant impact in Serra do Mel with 120.6 GWh. This impact is greater than reported in 1Q24 and is directly related to the improvement in wind conditions at the end of the quarter. However, it is relevant to note that the ONS is expected to reduce restrictions with the entry of new transmission lines into the system and the delivery of RAP requirements by the agents. Additionally, Echoenergia has been actively working in collaboration with industry associations to minimize the impact of constrained-off on its portfolio.

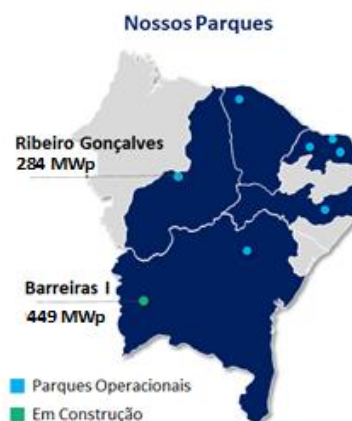
⁵ Data from the ERA5 model (European Center for Medium-Range Weather Forecasts Reanalysis v5), considering the period from 1980 to 2024 as climatology.

SOLAR COMPLEXES

In the context of project pipeline development, Echoenergia, through its subsidiary Echo Crescimento, announced on May 23, 2024, the commercial operation, according to the scheduled timeline, of its new solar complex in Ribeiro Gonçalves, located in Piauí, with an installed capacity of 283.7 MWp.

The Barreiras I solar complex, located in Bahia, with an installed capacity of 449.2 MWp, fully commenced operations on July 27, 2024. With the commissioning of these two solar complexes, Equatorial's total installed capacity in its portfolio now totals 1.8 GW.

Further information on these two projects is shown in the table below.



TECHNICAL DATA

Solar Clusters	Ribeiro Gonçalves	Barreiras I
Overview		
Source	Solar	Solar
Location	PI	BA
Instaled Capacity (MWac)	223.2	351.1
Instaled Capacity (MWp)	283.7	449.2
P50	68.0	117.5
Capacity Factor P50 (%)	30.5%	33.4%
Authorization period	aug/2055	may/2056
Technical Data		
Number of panels	468,376	725,760
Substation	SE Ribeiro Gonçalves	SE Barreiras II
Regulatory Data		
Wire Discount	Sim, 50%	Sim, 50%
Signed CUST/CCT	14/04/2021 - 30/06/2022	26/11/2021 - 03/06/2022
Estimated timeline		
UFV Construction	1T24	3T24
Substation Construction	1T24	2T24
Line Construction	1T24	2T24
COD ¹	5/23/2024	Data limite: abr/25
Completion %	100.0%	98.3%
Financial Data		
Hard CAPEX ² (R\$ Million)	954.6	1,497.0
CAPEX (R\$ Million)/MWp	3.4	3.3
R\$ Invested (R\$ Million)	983.3	1,498.2

LONG TERM FINANCING

Funding	Source	R\$ Million Hired	R\$ Million Disbursed	% Disbursed	Cost	Due
Ribeiro Gonçalves	BNDES - Subcrédito A	510.0	347.0	68.0%	IPCA + 7,57%	24 years
	BNDES - Subcrédito B	195.0	0.0	0.0%	IPCA + 8,37%	15 years
	BNB	200.0	0.0	0.0%	IPCA + 4,54%	24 years
	Total	905.0	347.0	38.3%	N/A	N/A
Barreiras I	BNB/AFD	380.0	323.0	85.0%	IPCA + 5,11%	24 years
	Debêntures	950.0	950.0	100.0%	IPCA + 6,84%	21 years
	Total	1330.0	1273.0	95.7%	N/A	N/A

Subcredit B of BNDES financing for Ribeiro Gonçalves was contracted only as insurance, but the company's intention is to replace it with lower-cost long-term lines.

FINANCIAL PERFORMANCE

Income Statement	Echo Participações				Echo Crescimento			
	2Q23	2Q24	Δ%	Δ	2Q23	2Q24	Δ%	Δ
Net Revenues	209.4	205.6	-1.8%	(3.8)	-	13.6	N/A	13.6
Energy Costs	(8.6)	(4.4)	-49.4%	4.3	-	(4.2)	N/A	(4.2)
(+/-) MtM (Gains and Losses)	(0.0)	-	-100.0%	0.0	-	(0.0)	N/A	(0.0)
Deductions from Operating Revenues	200.7	201.2	0.3%	0.5	-	9.3	N/A	9.3
Costs	(76.0)	(91.9)	20.8%	(15.8)	-	(2.5)	N/A	(2.5)
Expenses	(68.7)	(73.4)	6.8%	(4.7)	-	(1.7)	N/A	(1.7)
EBITDA	(7.3)	(18.4)	153.3%	(11.2)	-	(0.8)	N/A	(0.8)
EBITDA	124.7	109.4	-12.3%	(15.3)	-	6.8	N/A	6.8
EBITDA Margin (%)	59.5%	53.2%	-6.3p.p.	N/A	N/A	50.2%	N/A	N/A
Non Recurring	-	-	N/A	-	-	-	N/A	-
(+/-) MtM (Gains and Losses)	0.0	-	-100.0%	(0.0)	-	0.0	N/A	0.0
Adjusted EBITDA	124.7	109.4	-12.3%	(15.4)	-	6.9	N/A	6.9
Taxes	59.6%	53.2%	-6.4p.p.	N/A	N/A	50.5%	N/A	N/A
D&A	(75.3)	(64.7)	-14.0%	10.5	-	(0.2)	N/A	(0.2)
Financial Results	(85.9)	(66.9)	-22.1%	19.0	-	(29.8)	N/A	(29.8)
Taxes	(12.5)	(9.5)	-24.0%	3.0	-	(0.1)	N/A	(0.1)
Net Revenues	(49.0)	(31.8)	-35.1%	17.2	-	(23.3)	N/A	(23.3)
Net Margin (%)	-23.4%	-15.4%	7.9p.p.	N/A	N/A	-171.2%	N/A	N/A

Income Statement	Echoenergia (Part. + Cresc.)			
	2Q23	2Q24	Δ%	Δ
Net Revenues	209.4	219.2	4.7%	9.8
Energy Costs	(8.6)	(8.6)	-0.1%	0.0
(+/-) MtM (Gains and Losses)	(0.0)	(0.0)	-2.8%	0.0
Deductions from Operating Revenues	200.7	210.6	4.9%	9.8
Costs	(76.0)	(94.3)	24.1%	(18.3)
Expenses	(68.7)	(75.1)	9.3%	(6.4)
EBITDA	(7.3)	(19.2)	163.9%	(11.9)
EBITDA	124.7	116.2	-6.8%	(8.5)
EBITDA Margin (%)	59.5%	53.0%	-6.5p.p.	N/A
Non Recurring	-	-	N/A	-
(+/-) MtM (Gains and Losses)	0.0	0.0	-2.8%	(0.0)
Adjusted EBITDA	124.7	116.3	-6.8%	(8.5)
Taxes	59.6%	53.0%	-6.5p.p.	N/A
D&A	(75.3)	(64.9)	-13.8%	10.4
Financial Results	(85.9)	(96.7)	12.6%	(10.8)
Taxes	(12.5)	(9.6)	-22.9%	2.9
Net Revenues	(49.0)	(55.1)	12.4%	(6.1)
Net Margin (%)	-23.4%	-25.1%	-1.7p.p.	N/A

GROSS ENERGY PROFIT - ECHOENERGIA

Echoenergia's Gross Energy Profit reached R\$ 210.6 million in 2Q24, an increase of 4.9% compared to the same period last year, or R\$ 9.3 million. This growth is primarily attributed to the start of operations of Echo Crescimento, which added R\$ 9.8 million in revenue, partially offsetting the effects of the period's constrained-off.

OPERATING COSTS AND EXPENSES - ECHOENERGIA

Operating costs and expenses for Echoenergia totaled R\$ 94.3 million during the period, a 24.1% increase, or R\$ 18.3 million, compared to 2Q23. This rise is mainly due to higher Personnel and Services expenses. The Personnel line (R\$ 6.9 million) reflects the increased headcount related to solar projects, while the Services line (R\$ 14.7 million) primarily reflects higher O&M expenses and the hiring of specialized consultancies and services related to solar projects.

FINANCIAL RESULTS - ECHOENERGIA

Echoenergia's net financial result for the period was negative R\$ 96.7 million, R\$ 10.8 million worse than the negative R\$ 85.9 million in 2Q23. This result was mainly impacted by the increase in the IPCA during the period (which indexes 70% of Echoenergia's debt) and the rise in debt between periods.

PROFORMA – ECHOENERGIA + EQTL RENOVÁVEIS

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

Income Statement	Echoenergia (Part. + Cresc.)				EQTL Renováveis			
	2Q23	2Q24	Δ%	Δ	2Q23	2Q24	Δ%	Δ
Net Revenues	209.4	219.2	4.7%	9.8	57.0	79.9	40.2%	22.9
Energy Costs	(8.6)	(8.6)	-0.1%	0.0	(49.0)	(70.8)	44.4%	(21.7)
(+/-) MtM (Gains and Losses)	(0.0)	(0.0)	-2.8%	0.0	37.4	(0.4)	-101.1%	(37.8)
Deductions from Operating Revenues	200.7	210.6	4.9%	9.8	45.3	8.7	-80.8%	(36.6)
Costs	(76.0)	(94.3)	24.1%	(18.3)	(4.1)	(6.1)	48.2%	(2.0)
Expenses	(68.7)	(75.1)	9.3%	(6.4)	0.3	(0.6)	-326.5%	(0.9)
EBITDA	(7.3)	(19.2)	163.9%	(11.9)	(4.4)	(5.4)	24.7%	(1.1)
EBITDA	124.7	116.2	-6.8%	(8.5)	41.2	2.6	-93.6%	(38.6)
EBITDA Margin (%)	59.5%	53.0%	-6.5p.p.	N/A	72.3%	3.3%	-69p.p.	N/A
Non Recurring	-	-	N/A	-	-	-	N/A	-
(+/-) MtM (Gains and Losses)	0.0	0.0	-2.8%	(0.0)	(37.4)	0.4	-101.1%	37.8
Adjusted EBITDA	124.7	116.3	-6.8%	(8.5)	3.8	3.0	-21.4%	(0.8)
Taxes	59.6%	53.0%	-6.5p.p.	N/A	6.8%	3.8%	-3p.p.	N/A
D&A	(75.3)	(64.9)	-13.8%	10.4	(0.0)	(0.1)	1250.7%	(0.1)
Financial Results	(85.9)	(96.7)	12.6%	(10.8)	1.2	0.7	-43.8%	(0.5)
Taxes	(12.5)	(9.6)	-22.9%	2.9	(11.1)	(1.1)	-90.1%	10.0
Net Revenues	(49.0)	(55.1)	12.4%	(6.1)	31.2	2.1	-93.4%	(29.1)
Net Margin (%)	-23.4%	-25.1%	-1.7p.p.	N/A	54.8%	2.6%	-52.2p.p.	N/A

Income Statement	Proforma (Echoenergia + EQTL Renováveis)			
	2Q23	2Q24	Δ%	Δ
Net Revenues	266.4	299.1	12.3%	32.7
Energy Costs	(57.7)	(79.4)	37.7%	(21.7)
(+/-) MtM (Gains and Losses)	37.3	(0.4)	-101.2%	(37.8)
Deductions from Operating Revenues	246.0	219.2	-10.9%	(26.8)
Costs	(80.1)	(100.4)	25.3%	(20.3)
Expenses	(68.5)	(75.7)	10.6%	(7.3)
EBITDA	(11.6)	(24.7)	111.8%	(13.0)
EBITDA	165.9	118.8	-28.4%	(47.1)
EBITDA Margin (%)	62.3%	39.7%	-22.5p.p.	N/A
Non Recurring	-	-	N/A	-
(+/-) MtM (Gains and Losses)	(37.3)	0.4	-101.2%	37.8
Adjusted EBITDA	128.6	119.3	-7.2%	(9.3)
Taxes	48.3%	39.9%	-8.4p.p.	N/A
D&A	(75.3)	(65.0)	-13.6%	10.3
Financial Results	(84.7)	(96.1)	13.4%	(11.4)
Taxes	(23.6)	(10.7)	-54.6%	12.9
Net Revenues	(17.8)	(53.0)	198.4%	(35.2)

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

SANITATION

OPERACIONAL AND COMMERCIAL PERFORMANCE

Operational Data - Water	2Q23	1Q24	2Q24	Δ% vs 2Q23	Δ% vs 1Q24
Billed savings (thousand)	79.8	80.7	82.3	3.1%	1.9%
Billed Volume (thousand m ³)	5,515.4	4,964.7	5,047.4	-8.5%	1.7%
Coverage ratio (%)	42.0%	42.0%	56.0%	14 p.p.	14 p.p.
Distribution Loss Index (%)	61.6%	60.2%	61.2%	-0.3 p.p.	1 p.p.
Operational Data - Sewage	2Q23	1Q24	2Q24	Δ% vs 2Q23	Δ% vs 1Q24
Billed savings (thousand)	10.8	10.9	13.7	26.3%	25.3%
Billed Volume (thousand m ³)	702.0	589.2	813.7	15.9%	38.1%
Coverage ratio (%)	8.0%	8.0%	14.8%	6.8 p.p.	6.8 p.p.

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

FINANCIAL PERFORMANCE

Financial Statement	2Q23	2Q24	Δ%	Δ
R\$ million				
Gross Operating Revenue	46.0	61.4	33%	15.4
Water and Sewage Services	20.6	22.8	11%	2.2
Construction Revenue	24.6	37.8	54%	13.2
Other revenue	0.8	0.8	3%	0.0
Deductions	(2.0)	(2.2)	10%	-0.2
Net Operating Revenue	44.0	59.2	35%	15.2
Construction Costs	(24.6)	(37.8)	54%	-13.2
Operating Costs	(28.3)	(25.1)	-11%	3.2
Personnel	(7.1)	(5.2)	-26%	1.8
Material	(3.8)	(2.5)	-35%	1.3
Third Party Services	(3.3)	(3.8)	14%	-0.4
PDA	(9.7)	(9.2)	-5%	0.5
Others	(4.4)	(4.5)	2%	-0.1
Other Operational Revenues and Expenses	-	0.1		
EBITDA	(8.9)	(3.7)	-59%	5.2
Depreciation and Amortization	(6.9)	(7.4)	7%	-0.5
Financial Result	(41.2)	(38.1)	-8%	3.1
Financial Revenues	0.7	3.4	403%	2.7
Financial Expenses	(41.8)	(41.4)	-1%	0.4
Taxes	-	-	N/A	0.0
Net Income	(56.9)	(49.1)	-14%	7.9

NET OPERATING REVENUE

In 2Q24, CSA's net operating revenue reached R\$ 59.2 million, a 35% increase compared to 2Q23, driven by (i) an increase in construction revenue of R\$ 13.2 million and (ii) an increase of R\$ 2.2 million from water supply and sewage services, reflecting higher water and sewage tariffs.

OPERATING COSTS AND EXPENSES

Operating costs and expenses (excluding depreciation and amortization) totaled R\$ 15.9 million, a reduction of R\$ 2.7 million or 15% compared to 2Q23, mainly reflecting a reduction in the Personnel line, which in the quarter presented greater activation of expenses related to new connections, and in the Materials line, which reflects lower costs with chemicals and savings from in-house chlorine production.

The improvement in the PDD/Provisions line reflects a higher collection rate.

FINANCIAL RESULT

In 2Q24, the net financial result was R\$ 38.1 million, an improvement of 7.5% (R\$ 3.1 million) compared to 2Q23, reflecting the lower CDI during the period and higher returns on invested cash (2.53% in 2Q24 vs 3.15% in 2Q23).

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

EQUATORIAL SERVIÇOS

FINANCIAL PERFORMANCE

Financial Statement	2Q23	Δ Telecom	Δ Serviços	Δ Enova	Δ EQTL Renováveis	2Q24	$\Delta\%$	Δ
R\$ million								
Operational Revenues	149.2	8.9	24.0	5.4	(4.2)	183.3	22.9%	34.1
Deductions	(13.7)	(1.3)	(3.2)	(0.1)	(9.7)	(28.0)	104.1%	(14.3)
Net Operational Revenues	135.5	7.7	20.9	5.2	(13.9)	155.3	14.6%	19.8
Energy Costs	(45.8)	-	-	-	(39.1)	(85.0)	85.4%	(39.1)
Expenses	(47.3)	(13.0)	(20.2)	5.3	14.0	(61.9)	30.7%	(14.5)
Other Revenues/Expenses	(0.3)	-	-	1.0	-	0.7	-345.9%	1.0
EBITDA	42.0	(5.3)	0.7	11.5	(39.0)	9.2	-78.2%	(32.9)
EBITDA Margin	28.2%					5.0%	-82.3%	
(-/+) MtM (Gains and Losses)	(37.4)	-	-	-	37.8	0.4	-101.2%	37.8
Adjusted EBITDA	4.7	(5.3)	0.7	11.5	(1.2)	9.6	105.1%	4.9
D&A	(1.8)	(0.5)	(0.1)	(0.2)	0.0	(3.3)	80.3%	(1.5)
EBIT	40.2	(5.9)	0.6	11.2	(39.0)	5.8	-85.5%	(34.4)
Financial Results	(0.4)	(4.2)	(0.8)	(3.8)	(0.1)	(9.3)	2360.6%	(8.9)
Taxes	(17.3)	-	(2.4)	2.0	10.1	(7.7)	-55.5%	9.6
Net Profits	22.5	(10.1)	(2.6)	9.4	(29.1)	(11.1)	-149.4%	(33.6)

The gross operating revenue increased by R\$ 34.1 million between quarters, primarily due to the company's call center services, which did not serve Equatorial Goiás in 2Q23.

The nominal variation in costs and expenses between quarters was similar to the variation observed in revenue, explained by the inclusion of Equatorial Goiás in the service contract within the group.

The company's EBITDA for the quarter was R\$ 9.8 million, while Adjusted EBITDA reached R\$ 10.3 million.

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

SERVICES PROVIDED BY THE INDEPENDENT AUDITOR

The Company did not hire Ernst & Young Auditores Independentes S/S Ltda., its external auditor, for services other than the independent audit and services required by ANEEL. The hiring policy adopted by the Company complies with the principles that preserve the independence of the auditor, in accordance with current regulations, which mainly determine that the auditor must not audit his own work, nor exercise managerial functions in his client or promote his interests.

The following information was not reviewed by the independent auditors: i) operational 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 summary, click [here](#).