

EQUATORIAL S.A.
Companhia Aberta
CNPJ/ME nº 03.220.438/0001-73

COMUNICADO AO MERCADO
Release Operacional 3T24

A **EQUATORIAL S.A.** ("Companhia") (B3: EQTL3; USOTC: EQUQY) apresenta aos seus acionistas e ao mercado em geral as informações operacionais prévias e não auditadas dos segmentos de distribuição, geração e saneamento referentes ao 3T24 (terceiro trimestre de 2024):

Dados Operacionais - Distribuição:

Medida	3T23									3T24								
	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total		
Energia Injetada SIN	GWh	2.458	3.700	1.323	1.171	2.135	522	4.568	15.877	2.523	3.857	1.270	1.157	2.262	519	4.654	16.243	
Sistema isolado	GWh	-	64	-	-	-	14	-	78	-	70	-	-	-	16	-	86	
Energia injetada pela GD	GWh	139	187	143	73	71	10	314	938	214	311	221	130	73	24	474	1.448	
Energia Injetada Total	GWh	2.597	3.951	1.466	1.244	2.206	546	4.882	16.893	2.737	4.238	1.491	1.287	2.336	558	5.129	17.777	
Δ%	%									5,4%	7,3%	1,7%	3,5%	5,9%	2,2%	5,0%	5,2%	
Residencial - convencional	GWh	718	801	316	260	698	85	1.252	4.130	742	818	306	258	801	113	1.292	4.332	
Residencial - baixa renda	GWh	415	452	211	134	99	88	187	1.586	441	478	203	166	122	96	255	1.761	
Industrial	GWh	40	93	24	28	56	7	98	347	34	73	18	21	43	11	87	287	
Comercial	GWh	164	357	142	128	324	72	413	1.600	150	324	123	111	324	60	402	1.495	
Outros	GWh	411	401	233	186	228	56	829	2.344	427	422	240	176	208	47	856	2.376	
Consumidores Cativos	GWh	1.748	2.104	925	736	1.406	310	2.779	10.008	1.794	2.115	891	732	1.499	328	2.891	10.251	
Industrial	GWh	109	339	33	164	282	2	923	1.852	119	350	41	162	287	3	988	1.949	
Comercial	GWh	121	206	55	56	172	6	159	774	142	246	66	81	195	19	192	942	
Outros	GWh	4	32	18	1	22	4	35	115	11	36	20	29	44	4	65	209	
Consumidores Livres	GWh	234	577	107	221	475	11	1.116	2.741	272	632	127	272	526	26	1.246	3.100	
Energia de Conexão	GWh	5	11	43	4	13	0	3	79	3	5	46	5	16	0	3	78	
Energia Faturada	GWh	1.987	2.691	1.075	961	1.894	321	3.898	12.828	2.070	2.752	1.064	1.009	2.041	353	4.140	13.429	
Δ%	%									4,1%	2,2%	-1,1%	5,0%	7,7%	10,1%	6,2%	4,7%	
Energia de Compensação GD	GWh	119	153	119	55	66	8	260	781	162	244	161	83	80	18	350	1.099	
Energia Distribuída	GWh	2.106	2.845	1.194	1.016	1.960	329	4.159	13.609	2.232	2.996	1.225	1.093	2.121	372	4.490	14.527	
Δ%	%									6,0%	5,3%	2,6%	7,5%	8,2%	13,0%	8,0%	6,7%	
Número de Consumidores	#	2.720	2.973	1.497	1.343	1.909	214	3.333	13.990	2.780	3.030	1.535	1.382	1.947	233	3.417	14.324	
Δ%	%									2,2%	1,9%	2,5%	2,8%	2,0%	9,0%	2,5%	2,4%	
Perdas totais	GWh	491	1.106	273	228	245	218	723	3.284	506	1.242	267	195	215	187	638	3.249	
Perdas Totais / Injetada Total - 12m	%	17,7%	27,6%	18,0%	18,6%	13,4%	41,5%	12,3%	18,6%	17,8%	27,8%	17,6%	17,4%	12,9%	35,6%	11,0%	17,9%	
Perdas Regulatórias - 12m	%	16,9%	27,2%	20,4%	21,1%	11,0%	33,7%	11,7%	18,0%	17,5%	28,3%	19,7%	19,8%	11,2%	33,5%	12,3%	18,4%	

Consolidado

Observando as concessões de distribuição em uma visão consolidada, a injetada apresentou um crescimento de 5,2%, enquanto a energia distribuída apresentou um crescimento de 6,7%. A energia injetada segue apresentando crescimento, mesmo partindo da base de comparação mais robusta do segundo semestre do ano passado, enquanto a energia distribuída reflete a efetividade do trabalho de combate a perdas do grupo, que será comentada em uma seção específica do documento.

Região Norte – Pará e Amapá

No 3T24, a região norte registrou crescimento no consumo de energia. O Pará apresentou um crescimento de 7,3% na energia injetada e o Amapá um aumento de 2,2%. No Pará e no Amapá, a energia distribuída do trimestre cresceu 5,3% e 13,0%, respectivamente. No período, a energia injetada pela mini e microgeração alcançou 7,3% no Pará e 4,3% no Amapá em relação ao total da energia injetada.

Região Nordeste – Maranhão, Piauí e Alagoas

A região nordeste apresentou crescimento de energia injetada de 5,4%, 1,7% e 3,5%, nos estados do Maranhão, Piauí e Alagoas, respectivamente. A energia distribuída cresceu 6,0% (MA), 2,6% (PI) e 7,5%

(AL). Neste trimestre, a energia injetada pela mini e microgeração alcançou 7,8% no Maranhão, 14,8% no Piauí e 10,1% em Alagoas.

Região Centro-Oeste – Goiás

No estado de Goiás a energia injetada apresentou crescimento de 5,0%, enquanto a energia distribuída registrou uma variação positiva de 8,0% entre períodos. No trimestre, a energia injetada pela mini e microgeração alcançou 9,2%.

Região Sul – Rio Grande do Sul

No Rio Grande do Sul, a energia injetada apresentou um crescimento de 5,9% no trimestre, já refletindo os sinais de recuperação do estado após os eventos climáticos que atingiram o estado no segundo trimestre. A energia distribuída da concessão alcançou um crescimento de 8,2%, e reflete o faturamento retroativo de 77 GWh que não puderam ser faturados no trimestre anterior. Desconsiderando este efeito, a energia distribuída teria crescido 3,7%. A energia injetada pela mini e microgeração alcançou 3,1% neste trimestre.

Perdas na Distribuição de Energia:

Distribuidoras	3T23	2T24	3T24	Regulatório 3T24 LTM	Δ 3T23	Δ 2T24	Δ Regulatório	Regulatório 3T24 Homologado
Consolidado	18,6%	18,2%	17,9%	18,4%	-0,7%	-0,3%	-0,5%	18,4%
Equatorial Maranhão	17,7%	17,9%	17,8%	17,3%	0,0%	-0,1%	0,5%	17,5%
Equatorial Pará	27,6%	27,4%	27,8%	28,3%	0,2%	0,4%	-0,5%	28,5%
Equatorial Piauí	18,0%	17,8%	17,6%	19,7%	-0,5%	-0,2%	-2,1%	19,6%
Equatorial Alagoas	18,6%	18,2%	17,4%	19,8%	-1,2%	-0,7%	-2,4%	17,8%
CEEE-D	13,4%	13,4%	12,9%	11,2%	-0,5%	-0,5%	1,7%	11,3%
CEA ¹	41,5%	37,3%	35,6%	33,5%	-5,9%	-1,7%	2,1%	33,6%
Equatorial Goiás	12,3%	11,5%	11,0%	12,3%	-1,3%	-0,6%	-1,3%	12,3%

¹Em relação à cobertura tarifária para compra de energia da CEA, cumpre destacar que além do valor usual implícito no nível de perdas regulatórias, na REH 3.313, de 26 de março de 2024, a Aneel homologou o valor de adicional R\$ 71 milhões, a ser recebido em 12 parcelas, referente ao parágrafo único do art. 4º b da lei 12.111, de 9 de dezembro de 2009. este mecanismo complementar, previsto em lei, se extingue no processo tarifário de 2025, e o montante de energia associado é reduzido gradativamente 25% a cada ano.

É importante mencionar que estamos apresentando a perda regulatória efetiva dos últimos 12 meses na coluna central para realização das comparações de variações. As perdas homologadas nos últimos processos tarifários e que devem ser consideradas no ciclo tarifário atual das empresas está presente na última coluna a direita.

Neste trimestre, as **perdas consolidadas** alcançaram 17,9%, **0,5 p.p. abaixo do nível regulatório consolidado**.

Destacamos também as reduções dos níveis de perdas contra o 2T24 da **CEA** (-1,7 p.p.), da **Equatorial Alagoas** (-0,7 p.p.), da **Equatorial Goiás** (-0,6 p.p.) e da **CEEE-D** (-0,5 p.p.). É importante destacar que, a partir deste trimestre, a Equatorial Alagoas já se encontra abaixo inclusive do limite regulatório homologado na Revisão Tarifária que ocorreu em maio deste ano, reforçando o compromisso da companhia com a manutenção de patamares saudáveis de perdas no grupo.

Atualmente, há cinco distribuidoras abaixo do limite regulatório (Pará, Piauí, Alagoas e Goiás, além do Amapá se considerada a cobertura adicional de CCC).

Dados Operacionais - Renováveis:

Dados Operacionais	3T23	3T24	Δ%	Δ% Ex Curtailment e Geração Solar
Energia Gerada Líquida (GWh)*	1.188,9	1.284,6	8,1%	14,6%
Energia Gerada Líquida (GWh) - 12 meses*	4.525,9	4.193,3	-7,3%	-6,7%
Disponibilidade Técnica Ajustada ¹ (12 meses)**	95,9%	96,4%		0,4 p.p.

* 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 3T24, a geração eólica líquida foi de 1.057,6 GWh, enquanto a geração solar do período atingiu 227,0 GWh, um total de 1.284,6 GWh no trimestre, aumento de 8,1% em relação ao mesmo período do ano anterior. O efeito total do constrained-off no período foi de 726,8 GWh. Desconsiderando os efeitos de constrained-off das eólicas e a geração solar no período (Constrained-Off eólicas - 533,8 GWh no 3T24 vs 199,5 GWh no 3T23 e Geração Solar de 193,0 GWh), a geração seria 14,6% superior quando comparada ao 3T23.

Dados Operacionais – Saneamento:

O 3T24 encerrou com aproximadamente 90 mil economias ativas no serviço de distribuição de água, das quais 18 mil economias também são cobertas pelo serviço de coleta e tratamento de esgoto.

Indicadores Operacionais - Água	3T23	2T24	3T24	Δ% vs 3T23	Δ% vs 2T24
Economias faturadas (mil)	82,6	82,3	89,8	8,7%	9,1%
Volume Faturado (mil m ³)	5.507,5	5.047,4	5.363,6	-2,6%	6,3%
Índice de cobertura (%)	42,0%	56,0%	58,9%	16,9 p.p.	2,9 p.p.
Índice de Perda da Distribuição (%)	59,4%	61,2%	61,2%	1,8 p.p.	0 p.p.
Indicadores Operacionais - Esgoto	3T23	2T24	3T24	Δ% vs 3T23	Δ% vs 2T24
Economias faturadas (mil)	10,1	13,7	18,1	79,8%	32,6%
Volume Faturado (mil m ³)	764,1	813,7	981,5	28,4%	20,6%
Índice de cobertura (%)	8,0%	14,8%	13,8%	5,8 p.p.	-1 p.p.

Os destaques do trimestre são os aumentos de economias faturadas, tanto de água como de esgoto, além do aumento do volume faturado de água e esgoto contra o 2T24. Estes resultados são reflexo da continuidade na priorização dos investimentos em geração de receita, combate as perdas e fortalecimento das ações de prospecção de clientes.

São Luís, 29 de outubro de 2024.

Leonardo da Silva Lucas Tavares de Lima

Vice Presidente Financeiro, de Relações com Investidores, Novos Negócios e M&A

EQUATORIAL S.A.

Publicly Held Company

Corporate Taxpayer ID (CNPJ) No 03.220.438/0001-73

NOTICE TO THE MARKET

Operational Release 3Q24

EQUATORIAL S.A. ("Company") (B3: EQTL3; USOTC: EQUQY) presents to its shareholders and the market the previous and unaudited operational information of the distribution, generation and sanitation segments for 3Q24 (third quarter of 2024):

Operational Data - Distribution:

Measure	3Q23									3Q24								
	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total		
SIN Injected Energy	GWh	2,458	3,700	1,323	1,171	2,135	522	4,568	15,877	2,523	3,857	1,270	1,157	2,262	519	4,654	16,243	
Isolated Systems	GWh	-	64	-	-	-	14	-	78	-	70	-	-	16	-	-	86	
Distributed Generation Injected Energy	GWh	139	187	143	73	71	10	314	938	214	311	221	130	73	24	474	1,448	
Total Injected Energy	GWh	2,597	3,951	1,466	1,244	2,206	546	4,882	16,893	2,737	4,238	1,491	1,287	2,336	558	5,129	17,777	
Δ%	%									5.4%	7.3%	1.7%	3.5%	5.9%	2.2%	5.0%	5.2%	
Residential - conventional	GWh	718	801	316	260	698	85	1,252	4,130	742	818	306	258	801	113	1,292	4,332	
Residential - low income	GWh	415	452	211	134	99	88	187	1,586	441	478	203	166	122	96	255	1,761	
Industrial	GWh	40	93	24	28	56	7	98	347	34	73	18	21	43	11	87	287	
Commercial	GWh	164	357	142	128	324	72	413	1,600	150	324	123	111	324	60	402	1,495	
Others	GWh	411	401	233	186	228	56	829	2,344	427	422	240	176	208	47	856	2,376	
Captive Consumers	GWh	1,748	2,104	925	736	1,406	310	2,779	10,008	1,794	2,115	891	732	1,499	328	2,891	10,251	
Industrial	GWh	109	339	33	164	282	2	923	1,852	119	350	41	162	287	3	988	1,949	
Commercial	GWh	121	206	55	56	172	6	159	774	142	246	66	81	195	19	192	942	
Others	GWh	4	32	18	1	22	4	35	115	11	36	20	29	44	4	65	209	
Free Consumers	GWh	234	577	107	221	475	11	1,116	2,741	272	632	127	272	526	26	1,246	3,100	
Connection - Others DisCos	GWh	5	11	43	4	13	0	3	79	3	5	46	5	16	0	3	78	
Billed Energy	GWh	1,987	2,691	1,075	961	1,894	321	3,898	12,828	2,070	2,752	1,064	1,009	2,041	353	4,140	13,429	
Δ%	%									4.1%	2.2%	-1.1%	5.0%	7.7%	10.1%	6.2%	4.7%	
Compensation Energy DG	GWh	119	153	119	55	66	8	260	781	162	244	161	83	80	18	350	1,099	
Distributed Energy	GWh	2,106	2,845	1,194	1,016	1,960	329	4,159	13,609	2,232	2,996	1,225	1,093	2,121	372	4,490	14,527	
Δ%	%									6.0%	5.3%	2.6%	7.5%	8.2%	13.0%	8.0%	6.7%	
# Of Consumers	#	2,720	2,973	1,497	1,343	1,909	214	3,333	13,990	2,780	3,030	1,535	1,382	1,947	233	3,417	14,324	
Δ%	%									2.2%	1.9%	2.5%	2.8%	2.0%	9.0%	2.5%	2.4%	
Total Losses	GWh	491	1,106	273	228	245	218	723	3,284	506	1,242	267	195	215	187	638	3,249	
Total Losses / Total Injected - LTM	%	17.7%	27.6%	18.0%	18.6%	13.4%	41.5%	12.3%	18.6%	17.8%	27.8%	17.6%	17.4%	12.9%	35.6%	11.0%	17.9%	
Regulatory - LTM	%	16.9%	27.2%	20.4%	21.1%	11.0%	33.7%	11.7%	18.0%	17.5%	28.3%	19.7%	19.8%	11.2%	33.5%	12.3%	18.4%	

Consolidated

Looking at our distribution concessions in a consolidated view, injected energy increased 5.2%, while distributed energy presented a growth of 6.7%. Injected energy continues to show growth, even when compared to the second half of last year, while distributed energy reflects the effectiveness of the group's work on losses combat, which will be commented on in a specific section of the document.

Northern Region – Pará and Amapá

In 3Q24, the northern region recorded growth in energy consumption. Pará showed a 7.3% growth in injected energy and Amapá an increase of 2.2%. In Pará and Amapá, energy distributed in the quarter grew 5.3% and 13.0%, respectively. During the period, the energy injected by mini and microgeneration reached 7.3% in Pará and 4.3% in Amapá in relation to the total energy injected.

Northeast Region – Maranhão, Piauí and Alagoas

The northeast region showed growth in injected energy of 5.4%, 1.7% and 3.5%, in the states of Maranhão, Piauí and Alagoas, respectively. Distributed energy grew by 6.0% (MA), 2.6% (PI) and 7.5% (AL). This quarter, energy injected by mini and microgeneration reached 7.8% in Maranhão, 14.8% in Piauí and 10.1% in Alagoas.

Midwest Region – Goiás

In the state of Goiás, injected energy showed growth of 5.0%, while distributed energy registered a positive variation of 8.0% between periods. In the quarter, energy injected by mini and microgeneration reached 9.2%.

South Region – Rio Grande do Sul

In Rio Grande do Sul, injected energy grew by 5.9% in the quarter, already reflecting signs of the state's recovery after the climate events that hit the state in the second quarter. The concession's distributed energy achieved growth of 8.2%, and reflects the retroactive billing of 77 GWh that could not be billed in the previous quarter. Disregarding this effect, distributed energy would have grown by 3.7%. Energy injected by mini and microgeneration reached 3.1% this quarter.

Losses on energy distribution:

DisCos	3Q23	2Q24	3Q24	3Q24 LTM Regulatory	Δ 3Q23	Δ 2Q24	Δ Regulatory	Regulatory 3Q24 Homologated
Consolidated	18.6%	18.2%	17.9%	18.4%	-0.7%	-0.3%	-0.5%	18.4%
Equatorial Maranhão	17.7%	17.9%	17.8%	17.3%	0.0%	-0.1%	0.5%	17.5%
Equatorial Pará	27.6%	27.4%	27.8%	28.3%	0.2%	0.4%	-0.5%	28.5%
Equatorial Piauí	18.0%	17.8%	17.6%	19.7%	-0.5%	-0.2%	-2.1%	19.6%
Equatorial Alagoas	18.6%	18.2%	17.4%	19.8%	-1.2%	-0.7%	-2.4%	17.8%
CEEE-D	13.4%	13.4%	12.9%	11.2%	-0.5%	-0.5%	1.7%	11.3%
CEA ²	41.5%	37.3%	35.6%	33.5%	-5.9%	-1.7%	2.1%	33.6%
Equatorial Goiás	12.3%	11.5%	11.0%	12.3%	-1.3%	-0.6%	-1.3%	12.3%

²Regarding the tariff coverage for the purchase of energy from CEA, it is worth highlighting that in addition to the usual value implicit in the level of regulatory losses, in REH 3,313, of March 26, 2024, Aneel approved the additional amount of R\$ 71 million, to be received in 12 installments, referring to the sole paragraph of art. 4º b of Law 12,111, of December 9, 2009. This complementary mechanism, provided for by law, is extinguished in the 2025 tariff process, and the associated amount of energy is gradually reduced by 25% each year.

It is important to mention that we are presenting the effective regulatory loss over the last 12 months in the central column to make comparisons of variations. The losses approved in the latest tariff processes and which must be considered in the companies' current tariff cycle are present in the last column on the right.

This quarter, consolidated losses reached 17.9%, 0.5 p.p. below the consolidated regulatory level.

We also highlight the reductions in loss levels compared to 2Q24 for CEA (-1.7 p.p.), Equatorial Alagoas (-0.7 p.p.), Equatorial Goiás (-0.6 p.p.) and CEEE-D (-0.5 p.p.). It is important to highlight that, as of this quarter, Equatorial Alagoas is already below the regulatory limit approved in the Tariff Review that took place in May this year, reinforcing the company's commitment to maintaining healthy levels of losses in the group.

Currently, there are five distributors below the regulatory limit (Pará, Piauí, Alagoas and Goiás, in addition to Amapá if additional CCC coverage is considered).

Operational Data - Renewables:

Operational Data	3Q23	3Q24	Δ%	Δ% Ex Curtailment and Solar Generation
Net Energy Generated (GWh)*	1,188.9	1,284.6	8.1%	14.6%
Net Energy Generated (GWh)* - LTM	4,525.9	4,193.3	-7.3%	-6.7%
Adjusted Technical Availability ¹ (12 months)**	95.9%	96.4%		0,4 p.p.

* 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 3Q24, net wind generation was 1,057.6 GWh, while solar generation in the period reached 227.0 GWh, a total of 1,284.6 GWh in the quarter, an increase of 8.1% compared to the same period of the previous year. The total effect of the constrained-off in the period was 726.8 GWh. Disregarding the constrained-off effects of wind and solar generation in the period (Constrained-Off wind - 533.8 GWh in 3Q24 vs 199.5 GWh in 3Q23 and Solar Generation of 193.0 GWh), generation would be 14.6 % higher when compared to 3Q23.

Operational Data – Sanitation:

3Q24 ended with approximately 90 thousand active savings in the water distribution service, of which 18 thousand savings are also covered by the sewage collection and treatment service.

Operational Data - Water	3Q23	2Q24	3Q24	Δ% vs 3Q23	Δ% vs 2Q24
Billed savings (thousand)	82.6	82.3	89.8	8.7%	9.1%
Billed Volume (thousand m ³)	5,507.5	5,047.4	5,363.6	-2.6%	6.3%
Coverage ratio (%)	42.0%	56.0%	58.9%	16,9 p.p.	2,9 p.p.
Distribution Loss Index (%)	59.4%	61.2%	61.2%	1,8 p.p.	0 p.p.
Operational Data - Sewage	3Q23	2Q24	3Q24	Δ% vs 3Q23	Δ% vs 2Q24
Billed savings (thousand)	10.1	13.7	18.1	79.8%	32.6%
Billed Volume (thousand m ³)	764.1	813.7	981.5	28.4%	20.6%
Coverage ratio (%)	8.0%	14.8%	13.8%	5,8 p.p.	-1 p.p.

The highlights of the quarter are the increases in billed savings, both for water and sewage, in addition to the increase in the volume billed for water and sewage compared to 2Q24. These results are a reflection of the continued prioritization of investments in generating revenue, combating losses and strengthening customer prospecting actions.

São Luís, October 29, 2024.

Leonardo da Silva Lucas Tavares de Lima

Vice President of Finance, Investor Relations, New Business and M&A