

DESTAQUES (R\$ MM) 3T25	3T25	3T24	Δ %	9M25	9M24	Δ %
Receita Operacional Líquida	12.972	11.833	10%	36.591	33.836	8%
Margem Bruta	4.556	4.130	10%	13.913	12.898	8%
Despesas Operacionais	(1.082)	(1.025)	6%	(3.244)	(3.111)	4%
EBITDA	3.388	2.963	14%	10.316	9.440	9%
Resultado Financeiro	(1.512)	(1.135)	33%	(4.448)	(3.615)	23%
Lucro Atribuído aos Controladores	924	841	10%	3.556	2.783	28%
Ativo Financeiro da Concessão (VNR)	276	211	31%	1.382	922	50%
IFRS 15 + Operações Corporativas	308	267	15%	754	785	(4%)
EBITDA Caixa	2.804	2.485	13%	8.180	7.733	6%

INDICADORES OPERACIONAIS						
Energia Injetada (GWh) (cativo + livre + GD)	21.283	20.799	2,3%	66.243	64.361	2,9%
Energia Distribuída (GWh) (SIN + Sistema Isolado + GD)	18.508	18.355	0,8%	57.271	56.349	1,6%
Número de Clientes (mil)	16.917	16.575	2%			

Destques Financeiros e Operacionais:

- Crescimento de +2,3% da energia injetada, incluindo GD, no 3T25 e de +2,9% no 9M25;
- Despesas operacionais controladas: +5,6% no 3T25 e +4,3% 9M25;
- EBITDA Caixa: R\$ 2,8 bilhões no 3T25 (+13% vs. 3T24) e R\$ 8,2 bilhões no 9M25 (+6% vs. 9M24), destaque para os reajustes positivos de parcela B das distribuidoras e despesas controladas;
- Lucro: R\$ 924 milhões no 3T25 (+10% vs. 3T24) e 3,6 bilhões no 9M25 (+28% vs. 9M24);
- CAPEX de R\$ 7,6 bilhões no 9M25, sendo R\$ 4,8 bilhões em distribuição levando à uma RAB de R\$ 42,7 Bi;
- Assinatura do Termo Aditivo da Prorrogação da Concessão da Neoenergia Pernambuco até 30/03/60;
- Aumento de participação na UHE Corumbá de 70% para 85% por R\$ 92 milhões;
- Reajustes tarifários de Neoenergia Elektro com variação da Parcela B de +1,30%, aplicado a partir de 27 de agosto de 2025, e de Neoenergia Brasília, com variação da Parcela B de +8,3%, aplicado a partir de 22 de outubro de 2025.

CONFERÊNCIA DE RESULTADOS 3T25

Terça-feira, 28 de outubro de 2025

Horário: 10:00 (BRT) | 9:00 (ET)

(com tradução simultânea para o inglês)

Acesso ao Webcast: https://tenmeetings.com.br/ten-events/#/webinar?evento=ConferenciadeResultados3T25-Neoenergia_565

SUMÁRIO

1.	DESEMPENHO OPERACIONAL	3
1.1.	Redes	3
1.2.	Geração e Clientes	12
1.2.1.	Renováveis	12
1.2.2.	Térmica	14
2.	DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO	15
2.1.	Consolidado	15
2.2.	Redes	16
2.3.	Geração e Clientes	23
3.	EBITDA	26
4.	RESULTADO FINANCEIRO	26
5.	INVESTIMENTOS	27
5.1.	Redes	27
5.2.	Geração e Clientes	28
6.	ENDIVIDAMENTO	28
6.1.	Posição de Dívida e Alavancagem Financeira	28
6.2.	Cronograma de amortização das dívidas	29
6.3.	Perfil Dívida	30
7.	RATING	30
8.	MERCADO DE CAPITALIS	30
9.	ESG	31
10.	OUTROS TEMAS	34
10.1.	Clientes Baixa Renda	34
10.2.	Reajuste Neoenergia Elektro	34
10.3.	Reajuste Neoenergia Brasília	34
10.4.	Prorrogação da Concessão Neoenergia Pernambuco	34
10.5.	<i>Closing</i> da venda de participação da LT Itabapoana	35
10.6.	Aumento de participação na UHE Corumbá	35
11.	NOTA DE CONCILIAÇÃO	35
	ANEXO I – DREs Gerenciais por Negócio	37
	ANEXO II – Balanço Patrimonial por Negócio	38
	ANEXO III – Fluxo de Caixa Consolidado	39

1. DESEMPENHO OPERACIONAL

Os negócios do Grupo Neoenergia são apresentados de forma gerencial neste informe da seguinte forma: (i) Redes – distribuição e transmissão e (ii) Geração e Clientes – geração eólica, geração hidrelétrica, geração solar, geração térmica e comercialização de energia.

1.1. Redes

1.1.1. Distribuidoras

1.1.1.1. Número de Consumidores

As distribuidoras da Neoenergia encerraram o 3T25 com 16,9 milhões de consumidores ativos (+2,1% vs. 3T24), conforme tabela abaixo:

Número de Consumidores (milhares)	3T25						3T24						VARIÇÃO					
	Consolidado	Neoenergia Ceará	Neoenergia Paraná	Neoenergia Ceará	Neoenergia São Paulo	Neoenergia Rio de Janeiro	Consolidado	Neoenergia Ceará	Neoenergia Paraná	Neoenergia Ceará	Neoenergia São Paulo	Neoenergia Rio de Janeiro	Consolidado	Neoenergia Ceará	Neoenergia Paraná	Neoenergia Ceará	Neoenergia São Paulo	Neoenergia Rio de Janeiro
Residencial	15.118	6.179	3.804	1.439	2.627	1.069	14.766	6.018	3.709	1.410	2.580	1.049	352	160	95	28	47	21
Industrial	38	10	6	2	19	1	38	10	6	2	19	1	0	0	0	0	(0)	(0)
Comercial	1.116	442	227	114	212	120	1.114	442	228	114	211	120	2	0	(0)	1	1	1
Rural	469	173	115	46	126	10	484	181	120	47	126	10	(15)	(8)	(5)	(2)	0	(0)
Outros	177	72	35	30	34	6	174	71	34	29	33	7	2	1	0	1	1	(0)
Total	16.917	6.876	4.186	1.630	3.018	1.207	16.575	6.722	4.096	1.602	2.969	1.186	342	154	90	28	49	21

1.1.1.2. Evolução do Mercado

A energia distribuída (cativo + livre + GD) foi 18.508 GWh no 3T25 (+0,8% vs. 3T24) e 57.271 GWh no 9M25 (+1,6% vs. 9M24), em razão da maior base de clientes que compensaram as menores temperaturas. Vale destacar que conforme as distribuidoras passam por revisões tarifárias, seus mercados de referência são ajustados de modo a compensar as migrações para geração distribuída.

A seguir, os valores de energia distribuída por distribuidora e por tipo de cliente e mercado:

Resultados em 30 de setembro de 2025
Publicado em 27 de outubro de 2025



Energia Distribuída (GWh)	Neoenergia Coelba			Neoenergia Pernambuco			Neoenergia Cosern			Neoenergia Elektro			Neoenergia Brasília			Consolidado		
	3T25	3T24	%	3T25	3T24	%	3T25	3T24	%	3T25	3T24	%	3T25	3T24	%	3T25	3T24	%
Residencial	1.860	1.868	(0,5%)	1.339	1.361	(1,6%)	560	569	(1,6%)	1.251	1.252	(0,1%)	638	620	2,8%	5.647	5.671	(0,4%)
Industrial	67	107	(37,4%)	44	78	(43,1%)	21	32	(34,6%)	93	165	(43,7%)	5	13	(62,1%)	230	394	(41,7%)
Comercial	476	607	(21,7%)	303	412	(26,4%)	136	169	(19,1%)	346	431	(19,6%)	270	314	(13,9%)	1.532	1.933	(20,7%)
Rural	728	730	(0,3%)	107	110	(3,1%)	87	94	(6,8%)	188	224	(16,0%)	36	39	(9,1%)	1.145	1.196	(4,3%)
Outros	558	598	(6,7%)	326	353	(7,6%)	155	154	0,6%	252	289	(12,7%)	210	281	(25,3%)	1.502	1.675	(10,3%)
Mercado Cativo	3.688	3.910	(5,7%)	2.120	2.314	(8,4%)	959	1.017	(5,7%)	2.130	2.360	(9,8%)	1.159	1.268	(8,6%)	10.056	10.869	(7,5%)
Industrial	1.234	1.180	4,6%	736	719	2,3%	330	304	8,3%	1.978	1.943	1,8%	155	140	10,7%	4.433	4.287	3,4%
Comercial	402	341	17,9%	375	319	17,6%	111	91	21,6%	319	269	18,7%	225	174	29,1%	1.433	1.194	20,0%
Rural	17	13	26,8%	17	14	18,5%	11	1	1510,3%	64	60	6,7%	1	1	5,4%	110	90	22,5%
Outros	214	171	25,3%	130	126	3,3%	46	44	6,4%	199	176	13,3%	52	9	465,2%	641	525	22,2%
Suprimento	0	0	-	59	56	5,3%	0	0	-	0	0	-	47	59	(21,6%)	106	116	(8,4%)
Mercado Livre + Suprimento	1.867	1.705	9,5%	1.317	1.234	6,7%	498	440	13,3%	2.561	2.448	4,6%	480	384	24,9%	6.724	6.212	8,2%
Residencial	304	229	32,7%	212	135	57,0%	155	91	69,9%	124	87	42,4%	44	29	52,5%	839	571	46,8%
Industrial	17	15	11,8%	26	22	21,1%	8	7	21,4%	15	13	23,5%	2	1	67,0%	69	57	20,4%
Comercial	203	172	17,9%	168	125	34,5%	94	68	38,6%	112	82	36,2%	101	74	36,1%	677	521	30,0%
Rural	44	46	(3,4%)	19	16	18,6%	10	8	32,2%	41	34	21,4%	6	5	34,9%	121	108	11,8%
Outros	4	3	37,1%	6	4	43,7%	2,7	2	48,4%	7	6	26,6%	2	2	20,4%	22	17	34,5%
Energia de compensação GD	572	465	23,0%	432	302	42,9%	270	175	54,0%	299	221	35,4%	155	110	40,4%	1.729	1.274	35,6%
Residencial	2.164	2.097	3,2%	1.552	1.496	3,7%	715	660	8,2%	1.374	1.339	2,6%	682	649	5,0%	6.487	6.242	3,9%
Industrial	1.318	1.301	1,3%	806	819	(1,5%)	359	343	4,5%	2.087	2.121	(1,6%)	163	155	5,3%	4.732	4.738	(0,1%)
Comercial	1.081	1.121	(3,6%)	847	856	(1,1%)	341	327	4,2%	777	782	(0,6%)	596	562	6,0%	3.642	3.648	(0,2%)
Rural	789	789	(0,0%)	143	140	1,5%	109	102	6,4%	293	317	(7,7%)	43	45	(4,3%)	1.376	1.394	(1,3%)
Outros	776	772	0,6%	462	483	(4,3%)	204	199	2,3%	459	470	(2,5%)	265	293	(9,6%)	2.166	2.217	(2,3%)
Suprimento	0	0	-	59	56	5,3%	0	0	-	0	0	-	47	59	(21,6%)	106	116	(8,4%)
Total Energia Distribuída (cativo + livre + GD)	6.128	6.080	0,8%	3.869	3.851	0,5%	1.727	1.632	5,8%	4.990	5.029	(0,8%)	1.795	1.764	1,7%	18.508	18.355	0,8%

Energia Distribuída (GWh)	Neoenergia Coelba			Neoenergia Pernambuco			Neoenergia Cosern			Neoenergia Elektro			Neoenergia Brasília			Consolidado		
	9M24	9M24	%	9M24	9M24	%	9M24	9M24	%	9M24	9M24	%	9M24	9M24	%	9M25	9M24	%
Residencial	6.012	6.086	(1,2%)	4.387	4.487	(2,2%)	1.803	1.875	(3,9%)	4.141	4.176	(0,9%)	1.919	1.905	0,8%	18.261	18.528	(1,4%)
Industrial	192	366	(47,5%)	143	242	(40,7%)	64	95	(32,7%)	310	568	(45,4%)	11	27	(58,0%)	721	1.298	(44,5%)
Comercial	1.635	2.039	(19,8%)	1.000	1.368	(26,9%)	445	546	(18,5%)	1.225	1.503	(18,5%)	839	1.025	(18,2%)	5.144	6.481	(20,6%)
Rural	1.966	1.851	6,2%	335	328	1,9%	251	263	(4,2%)	569	660	(13,8%)	86	101	(15,0%)	3.207	3.203	0,1%
Outros	1.726	1.959	(11,9%)	1.022	1.110	(7,9%)	468	463	1,1%	836	919	(9,1%)	710	925	(23,3%)	4.761	5.375	(11,4%)
Mercado Cativo	11.530	12.300	(6,3%)	6.887	7.534	(8,6%)	3.032	3.242	(6,5%)	7.081	7.827	(9,5%)	3.565	3.982	(10,5%)	32.095	34.885	(8,0%)
Industrial	3.629	3.394	6,9%	2.158	2.079	3,8%	954	877	8,8%	5.816	5.498	5,8%	428	404	6,0%	12.986	12.252	6,0%
Comercial	1.271	1.042	22,0%	1.160	964	20,4%	337	281	20,1%	1.082	873	23,9%	670	526	27,3%	4.520	3.686	22,6%
Rural	52	24	115,8%	48	34	44,0%	32	2	1574,2%	189	169	11,3%	4	4	11,9%	326	233	39,9%
Outros	670	405	65,5%	391	348	12,1%	136	130	4,5%	572	456	25,4%	161	10	1574,4%	1.930	1.349	43,0%
Suprimento	0	0	21,3%	189	172	9,6%	1	1	25,0%	0	0	-	100	117	(14,4%)	291	291	(0,1%)
Mercado Livre + Suprimento	5.623	4.866	15,6%	3.946	3.596	9,7%	1.460	1.290	13,2%	7.658	6.997	9,4%	1.364	1.061	28,6%	20.051	17.810	12,6%
Residencial	931	645	44,3%	635	415	52,9%	447	282	58,8%	395	273	44,8%	119	86	39,1%	2.527	1.701	48,6%
Industrial	52	35	49,2%	75	62	20,2%	23	19	20,0%	48	38	26,8%	7	4	50,0%	204	158	29,3%
Comercial	611	466	31,2%	478	358	33,3%	267	198	34,7%	345	239	44,3%	272	217	25,4%	1.973	1.478	33,5%
Rural	132	102	30,4%	59	40	46,4%	31	17	84,4%	119	93	27,5%	16	12	37,2%	356	263	35,4%
Outros	11	8	32,6%	15	18	(15,7%)	8	6	31,5%	22	16	37,4%	8	5	52,5%	64	54	18,2%
Energia de compensação GD	1.737	1.256	38,4%	1.262	895	41,0%	776	522	48,7%	928	659	41,0%	422	324	30,2%	5.125	3.654	40,2%
Residencial	6.942	6.731	3,1%	5.022	4.902	2,5%	2.250	2.157	4,3%	4.536	4.449	1,9%	2.039	1.990	2,4%	20.789	20.229	2,8%
Industrial	3.873	3.795	2,1%	2.377	2.383	(0,3%)	1.041	991	5,0%	6.174	6.104	1,1%	446	435	2,5%	13.910	13.708	1,5%
Comercial	3.517	3.546	(0,8%)	2.638	2.690	(1,9%)	1.049	1.025	2,3%	2.652	2.616	1,4%	1.781	1.768	0,7%	11.637	11.645	(0,1%)
Rural	2.151	1.976	8,8%	441	402	9,8%	314	281	11,9%	877	923	(5,0%)	106	116	(8,8%)	3.889	3.698	5,2%
Outros	2.407	2.372	1,5%	1.428	1.476	(3,3%)	612	599	2,2%	1.429	1.391	2,7%	879	940	(6,4%)	6.754	6.777	(0,3%)
Suprimento	0	0	-	189	172	9,6%	1	1	-	0	0	-	100	117	(14,4%)	291	291	(0,0%)
Total Energia Distribuída (cativo + livre + GD)	18.890	18.420	2,6%	12.095	12.025	0,6%	5.268	5.054	4,2%	15.667	15.482	1,2%	5.351	5.367	(0,3%)	57.271	56.349	1,6%

O consumo total residencial consolidou 6.487 GWh no 3T25, +3,9% vs. 3T24, e 20.789 GWh no 9M25, +2,8% vs. 9M24, apresentando incremento nas 5 distribuidoras.

O consumo da classe industrial consolidado atingiu 4.732 GWh no 3T25, em linha com o 3T24. Observa-se crescimento na Neoenergia Brasília (+5,3%), Neoenergia Cosern (+4,5%) e Neoenergia Coelba (+1,3%) compensando as reduções de Neoenergia Pernambuco (-1,5%) e Neoenergia Elektro (-1,6%). No acumulado, a classe apresentou crescimento de +1,5% vs. 9M24, com destaque para o crescimento na Neoenergia Cosern (+5,0%), Brasília (+2,5%) e Coelba (+2,1%).

A classe comercial consolidou 3.642 GWh no 3T25 e 11.637 GWh no 9M25, em linha com o 3T24 e o 9M24.

A classe rural encerrou o trimestre com consumo de 1.376 GWh (-1,3% vs. 3T24), por menor demanda por irrigação nas áreas de Neoenergia Elektro e Brasília, e de 3.889 GWh no 9M25 (+5,2% vs. 9M24), devido a maior demanda por irrigação por menor volume de chuvas, sobretudo, nas áreas de concessão de Neoenergia Coelba, Pernambuco e Cosern.

As outras classes (serviço público, poder público, iluminação pública e uso próprio) totalizaram 2.166 GWh de consumo no 3T25, -2,3% vs. 3T24, e 6.754 GWh no 9M25 em linha com 9M24.

1.1.1.3. Balanço Energético

A energia injetada total, incluindo GD, foi de 21.283 GWh no 3T25, +2,3% vs. 3T24, e de 66.243 GWh no 9M25, +2,9% vs. 9M24, influenciado por maior base de clientes que compensaram as menores temperaturas.

BALANÇO ENERGÉTICO (GWh)	3T25	3T24	3T25 x 3T24		9M25	9M24	9M25 x 9M24	
			Dif	%			Dif	%
CONSOLIDADO								
Mercado Cativo	10.056	10.869	(813)	(7,5%)	32.095	34.885	(2.790)	(8,0%)
Mercado Livre + Suprimento	6.724	6.212	512	8,2%	20.051	17.810	2.241	12,6%
Energia Distribuída (A)	16.780	17.081	(301)	(1,8%)	52.146	52.695	(549)	(1,0%)
Energia Perdida (B)	2.266	2.376	(110)	(4,6%)	7.793	7.757	36	0,5%
Não Faturado (C)	(11)	(99)	88	(88,9%)	(177)	(237)	60	(25,3%)
SIN + Sistema Isolado (D) = (A) + (B) + (C)	19.035	19.358	(323)	(1,7%)	59.762	60.215	(453)	(0,8%)
Energia Injetada pela GD (E)	2.248	1.441	807	56,0%	6.481	4.146	2.335	56,3%
ENERGIA INJETADA TOTAL (F) = (D) + (E)	21.283	20.799	484	2,3%	66.243	64.361	1.882	2,9%
								
Mercado Cativo	3.688	3.910	(222)	(5,7%)	11.530	12.300	(770)	(6,3%)
Mercado Livre + Suprimento	1.867	1.705	162	9,5%	5.623	4.866	757	15,6%
Energia Distribuída (A)	5.555	5.615	(60)	(1,1%)	17.153	17.166	(13)	(0,1%)
Energia Perdida (B)	951	990	(39)	(3,9%)	3.222	3.155	68	2,1%
Não Faturado (C)	(48)	(107)	59	(55,1%)	(25)	(109)	84	(77%)
SIN + Sistema Isolado (D) = (A) + (B) + (C)	6.458	6.498	(40)	(0,6%)	20.350	20.212	138	0,7%
Energia Injetada pela GD (E)	767	484	283	58,5%	2.223	1.409	814	57,8%
ENERGIA INJETADA TOTAL (F) = (D) + (E)	7.225	6.982	243	3,5%	22.573	21.621	952	4,4%

BALANÇO ENERGÉTICO (GWh)	3T25	3T24	3T25 x 3T24		9M25	9M24	9M25 x 9M24	
			Dif	%			Dif	%
								
Mercado Cativo	2.120	2.314	(194)	(8,4%)	6.887	7.534	(647)	(8,6%)
Mercado Livre + Suprimento	1.317	1.234	83	6,7%	3.946	3.596	350	9,7%
Energia Distribuída (A)	3.437	3.548	(111)	(3,1%)	10.833	11.130	(297)	(2,7%)
Energia Perdida (B)	744	697	47	6,7%	2.501	2.422	79	3,3%
Não Faturado (C)	(91)	(76)	(16)	19,7%	(127)	(83)	(44)	53,0%
SIN + Sistema Isolado (D) = (A) + (B) + (C)	4.089	4.170	(80)	(1,9%)	13.207	13.469	(262)	(1,9%)
Energia Injetada pela GD (E)	513	319	194	60,8%	1.542	970	572	59,0%
ENERGIA INJETADA TOTAL (F) = (D) + (E)	4.602	4.489	113	2,5%	14.749	14.439	310	2,1%
								
Mercado Cativo	959	1.017	(58)	(5,7%)	3.032	3.242	(210)	(6,5%)
Mercado Livre + Suprimento	498	440	58	13,2%	1.460	1.290	170	13,2%
Energia Distribuída (A)	1.458	1.457	1	0,1%	4.492	4.532	(40)	(0,9%)
Energia Perdida (B)	115	125	(10)	(8,0%)	370	421	(50)	(12,1%)
Não Faturado (C)	(23)	(7)	(17)	229%	(52)	(43)	(9)	20,9%
SIN + Sistema Isolado (D) = (A) + (B) + (C)	1.549	1.576	(26)	(1,7%)	4.810	4.910	(100)	(2,0%)
Energia Injetada pela GD (E)	315	188	127	67,6%	926	575	351	61,0%
ENERGIA INJETADA TOTAL (F) = (D) + (E)	1.864	1.764	100	5,7%	5.736	5.485	251	4,6%
								
Mercado Cativo	2.130	2.360	(230)	(9,7%)	7.081	7.827	(746)	(9,5%)
Mercado Livre + Suprimento	2.561	2.448	113	4,6%	7.658	6.997	661	9,4%
Energia Distribuída (A)	4.690	4.808	(118)	(2,5%)	14.739	14.824	(85)	(0,6%)
Energia Perdida (B)	238	356	(118)	(33,1%)	1.011	1.135	(124)	(10,9%)
Não Faturado (C)	117	48	69	143,8%	(15)	(31)	16	N/A
SIN + Sistema Isolado (D) = (A) + (B) + (C)	5.046	5.211	(167)	(3,2%)	15.735	15.927	(192)	(1,2%)
Energia Injetada pela GD (E)	439	290	149	51,4%	1.238	790	448	56,7%
ENERGIA INJETADA TOTAL (F) = (D) + (E)	5.485	5.501	(16)	(0,3%)	16.973	16.717	256	1,5%
								
Mercado Cativo	1.159	1.268	(109)	(8,6%)	3.565	3.982	(417)	(10,5%)
Mercado Livre + Suprimento	480	384	96	25,0%	1.364	1.061	303	28,6%
Energia Distribuída (A)	1.640	1.652	(12)	(0,7%)	4.929	5.043	(114)	(2,3%)
Energia Perdida (B)	219	208	11	5,3%	689	624	64	10,4%
Não Faturado (C)	34	43	(8)	(20,9%)	42	29	13	44,8%
SIN + Sistema Isolado (D) = (A) + (B) + (C)	1.893	1.903	(9)	(0,5%)	5.660	5.697	(37)	(0,6%)
Energia Injetada pela GD (E)	214	160	54	33,8%	553	403	150	37,2%
ENERGIA INJETADA TOTAL (F) = (D) + (E)	2.106	2.063	43	2,1%	6.213	6.100	113	1,9%

NOTA: Energia Distribuída não considera energia de compensação GD.

1.1.1.4. Perdas

As perdas de energia são acompanhadas através do índice percentual que calcula a razão entre a energia injetada e a energia faturada, acumuladas no período de 12 meses. Com base nessa metodologia, apresentamos abaixo a evolução do indicador e a comparação com a cobertura tarifária.

DISTRIBUIDORAS	Perdas 12 meses (%)															
	Perda Técnica					Perda Não Técnica					Perda Total					Aneel 25
	3T24	4T24	1T25	2T25	3T25	3T24	4T24	1T25	2T25	3T25	3T24	4T24	1T25	2T25	3T25	
 Neoenergia Coelba	10,91%	10,91%	10,88%	10,87%	10,87%	4,81%	4,78%	4,91%	4,99%	4,98%	15,72%	15,69%	15,79%	15,86%	15,85%	16,37%
 Neoenergia Pernambuco	9,31%	9,60%	9,61%	9,47%	9,46%	8,46%	8,33%	8,38%	8,64%	8,91%	17,77%	17,93%	17,98%	18,11%	18,37%	16,47%
 Neoenergia Cosern	7,85%	7,72%	7,78%	8,22%	8,54%	0,32%	0,88%	(0,01%)	(0,22%)	(1,07%)	8,18%	8,60%	7,77%	7,99%	7,48%	11,13%
 Neoenergia Elektro	5,94%	5,95%	5,95%	5,94%	5,98%	1,39%	0,83%	1,21%	0,42%	0,31%	7,33%	6,77%	7,16%	6,37%	6,29%	7,99%
 Neoenergia Brasília	8,23%	8,34%	8,37%	8,44%	8,41%	2,78%	2,96%	3,64%	3,93%	4,02%	11,02%	11,30%	12,01%	12,38%	12,44%	11,90%

DISTRIBUIDORAS	Perdas Totais 12 meses (GWh)															
	Perda Técnica					Perda Não Técnica					Perda Total					Aneel 25
	3T24	4T24	1T25	2T25	3T25	3T24	4T24	1T25	2T25	3T25	3T24	4T24	1T25	2T25	3T25	
 Neoenergia Coelba	2.987	2.965	2.967	2.975	2.968	1.318	1.299	1.341	1.354	1.352	4.304	4.264	4.309	4.329	4.321	4.985
 Neoenergia Pernambuco	1.681	1.742	1.729	1.700	1.691	1.528	1.511	1.519	1.567	1.609	3.209	3.253	3.248	3.267	3.300	3.264
 Neoenergia Cosern	520	511	509	538	557	21	58	1	0,4	(57)	541	569	510	538	500	857
 Neoenergia Elektro	1.267	1.269	1.279	1.264	1.264	297	176	259	94	71	1.563	1.445	1.538	1.358	1.334	2.363
 Neoenergia Brasília	639	638	639	644	640	216	227	279	299	306	856	864	918	943	946	932

NOTAS: (1) Devido ao fato de o prazo de apuração do indicador de perdas de setembro de 2025 ser posterior ao período de divulgação deste relatório, os dados apresentados são estimados. Os indicadores de 2024 foram ajustados para a apuração definitiva. (2) Limite regulatório 12 meses.

Em abril/25 a Aneel aprimorou a metodologia de cálculo da cobertura regulatória de perdas não técnicas em função dos impactos do crescimento da Geração Distribuída que reduz o faturamento das distribuidoras em função da energia compensada dos consumidores pertencentes ao sistema de compensação. A alteração vale a partir dos processos tarifários de 2025, e, portanto já ocorreu para Neoenergia Coelba, Neoenergia Pernambuco e Neoenergia Cosern em abr/25 e para Neoenergia Elektro em ago/25.

A Neoenergia Coelba apresentou perdas totais 12 meses de 15,85% no 3T25, abaixo do seu limite regulatório de 16,37%.

Na Neoenergia Pernambuco, o indicador encerrou o 3T25 em 18,37%, acima do seu patamar regulatório de 16,47%.

Já a Neoenergia Cosern finalizou o 3T25 em 7,48%, permanecendo abaixo do seu limite regulatório de 11,13%.

Assim como a Neoenergia Elektro, que encerrou o período em 6,29%, também abaixo do limite regulatório de 7,99%.

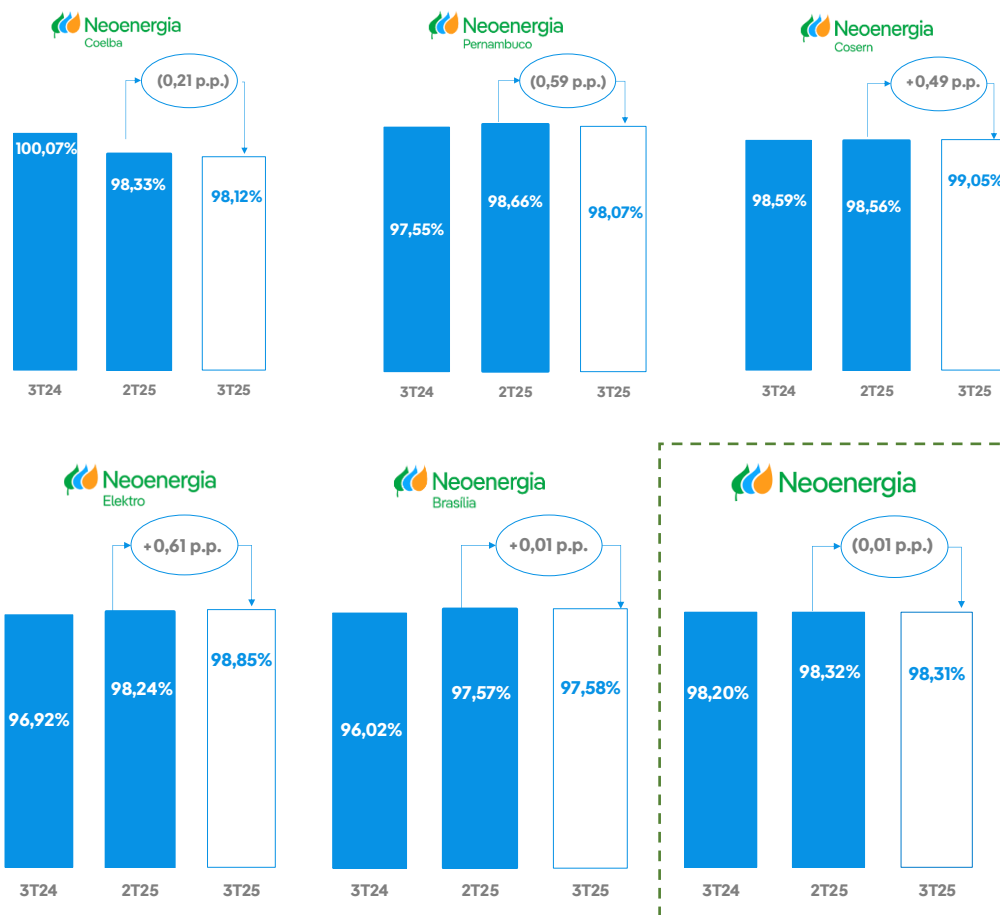
Por fim, a Neoenergia Brasília registrou perdas totais 12 meses de 12,44% no 3T25, acima do limite regulatório de 11,90%.

No 9M25 foram adotadas as seguintes ações de combate a perdas nas 5 distribuidoras:

- Realização de mais de 235 mil inspeções, recuperando mais de 244 GWh;
- Substituição de mais de 212 mil medidores obsoletos por equipamentos mais modernos;
- Regularização de aproximadamente 169 mil clandestinos;
- Levantamento e Fiscalização da Iluminação Pública em 135 mil pontos, recuperando mais de 43 GWh; e
- Realização de 368 ações com apoio policial.

1.1.1.5. Arrecadação e Inadimplência

O índice de arrecadação reflete a capacidade de pagamento dos clientes e a eficácia das ações de cobrança da Companhia. A seguir, o resultado acumulado nos últimos 12 meses e seu comportamento em relação aos períodos anteriores:



A taxa de arrecadação consolidada no 3T25 segue elevada alcançando 98,31% em linha com o 2T25.

PECLD/ ROB	3T24	4T24	1T25	2T25	3T25	Limite Regulatório 3T25	9M25	Limite Regulatório YTD
 Neoenergia Coelba	ROB	3.809	4.441	4.271	4.127	3.828	12.225	12.225
	PECLD	41	53	53	43	42	138	155
	Inadimplência	1,08%	1,20%	1,24%	1,03%	1,10%	1,13%	1,27%
 Neoenergia Pernambuco	ROB	2.219	2.557	2.475	2.422	2.203	7.100	7.100
	PECLD	56	32	57	43	50	150	112
	Inadimplência	2,51%	1,26%	2,31%	1,78%	2,27%	2,12%	1,57%
 Neoenergia Cosern	ROB	977	1.123	1.025	1.090	1.023	3.137	3.137
	PECLD	5	5	5	6	4	15	16
	Inadimplência	0,54%	0,41%	0,50%	0,57%	0,38%	0,49%	0,51%
 Neoenergia Elektro	ROB	2.857	3.062	3.042	2.775	2.836	8.653	8.653
	PECLD	28	32	25	28	16	69	56
	Inadimplência	0,96%	1,04%	0,81%	1,01%	0,57%	0,79%	0,65%
 Neoenergia Brasília	ROB	1.332	1.415	1.242	1.250	1.314	3.805	3.805
	PECLD	10	17	15	6	14	35	22
	Inadimplência	0,74%	1,23%	1,19%	0,50%	1,04%	0,91%	0,58%

NOTA: PECLD considera o valor provisionado + correção monetária.

No 3T25 foram adotadas diversas ações de cobrança nas 5 distribuidoras com intuito de diminuir o índice de inadimplência e, consequentemente, melhorar a arrecadação. Dentre elas, podemos destacar:

- Realização de 647 mil suspensões de fornecimento por meio de atuação em concentrações georreferenciadas, mapeando a localização dos clientes com maior incidência de inadimplência para otimizar as ações;
- Acompanhamentos de 165 mil instalações de clientes que sofreram suspensão do fornecimento;
- Negativações de 2,4 milhões consumidores;
- Protesto de mais de 461 mil títulos através dos cartórios e envio de notificações;
- 15 milhões cobranças terceirizadas através das assessorias de cobrança;
- Ações sistemáticas para os Grandes Clientes e negociações com órgãos do Poder Público;
- Utilização de novas tecnologias com o objetivo de disponibilizar a opção de pagamento das faturas de energia por meio do cartão de débito ou de crédito;
- Negociações para 259 mil consumidores através da plataforma digital;
- 61 milhões de comunicações através de Whatsapp, SMS, URA e e-mails.

1.1.1.6. DEC e FEC (12 meses)

A qualidade do fornecimento de energia é verificada principalmente pelos indicadores DEC – Duração Equivalente de Interrupção por Consumidor e FEC – Frequência Equivalente de Interrupção por Consumidor.

As 5 distribuidoras da Neoenergia seguem com desempenho melhor do que os limites regulatórios para DEC e FEC, conforme demonstrado na tabela abaixo.

	DEC (horas)				FEC (vezes)			
	3T25	3T24	Δ %	Limite regulatório	3T25	3T24	Δ %	Limite regulatório
 Neoenergia Coelba	9,17	10,66	(14%)	12,11	3,68	4,42	(17%)	6,20
 Neoenergia Pernambuco	10,40	11,35	(8%)	11,63	4,32	4,56	(5%)	6,69
 Neoenergia Cosern	6,22	8,73	(29%)	9,66	2,94	3,10	(5%)	5,85
 Neoenergia Elektro	6,46	6,59	(2%)	7,66	3,56	3,33	7%	5,62
 Neoenergia Brasília	6,10	5,16	18%	6,80	4,18	4,00	4%	4,73

NOTA: Indicadores 12 meses sem supridora. Devido ao fato do prazo de apuração dos indicadores de qualidade ser posterior ao período de divulgação deste relatório, os dados apresentados são estimados. Os indicadores de 2024 foram ajustados para a apuração definitiva.

1.1.2. Transmissoras

1.1.2.1. Ativos de Transmissão em operação

No 3T25, estavam em operação com 100% de RAP liberada 13 ativos de transmissão:

Leilão	Lote	Ativo	Participação Neoenergia	Localização	Extensão (Km)	Subestação	RAP ² (R\$ MM)	Entrada em Operação
-	-	Afluente T	100%	BA	482	3 subestações	76	1990
Leilão Jun/08	E	Narandiba ¹		BA	-	1 subestação	17	Jun/11
Leilão Jun/11	G	Extremoz II ¹	50%	BA	-	1 subestação	5	Set/14
Leilão Mai/12	D	Brumado II ¹		RN	-	1 subestação	12	Jul/15
Leilão Jan/13	G	Potiguar Sul	100%	RN/PB	190	-	36	Nov/16
Leilão Abr/17	4	Dourados	50%	MS	610	1 subestação	98	Ago/21
	20	Atibaia	50%	SP	-	1 subestação	20	Dez/19
	22	Biguaçu	50%	SC	-	1 subestação	20	Jul/20
	27	Sobral	50%	CE	-	1 subestação	18	Jan/20
Leilão Dez/17	6	Santa Luzia	50%	CE/PB	345	1 subestação	84	Nov/21
	4	Jalapão	50%	BA/TO/PI/MA	728	-	185	Jan/22
Leilão Dez/18	3	Itabapoana	50%	RJ/MG/ES	445	-	99	Jun/24
Leilão Dez/19	9	Rio Formoso	50%	BA	202	2 subestações	25	Jan/23
Leilão Dez/21	4	Estreito	100%	MG	-	1 subestação	47	Set/24
Leilão Jun/22	11	Paraíso	100%	MS	285	1 subestação	46	Jun/24

NOTA: Afluente T foi oriunda do processo de desverticalização da Neoenergia Coelba.
¹ Narandiba é formada por 3 subestações: SE Narandiba, SE Extremoz II e SE Brumado II.
² RAP homologada (Ciclo 2025-2026) e Despacho 2580/2025 (Brumado II)

No 3T25, assim como nos últimos seis anos, todas as transmissoras do grupo estiveram com disponibilidade acima do limite superior definido pelo ONS, que estipula como normal a disponibilidade entre 95% e 98%.

1.1.2.2. Licenças Ambientais e Evolução da Construção dos Ativos de Transmissão

Status dos Projetos de Transmissão				LICENÇAS			RAP (I)	CAPEX Aneel	Fim da Concessão
				LP	LI	LO	R\$ (MM)	R\$ (MM)	
Leilão Dez/2018	Lote 2	Guanabara	98%	✓	✓	□	168	1.331	Mar/49
	Lote 1	Vale do Itajaí	95%	✓	✓	□	278	2.792	Mar/49
Leilão Dez/2020	Lote 2	Morro do Chapéu	99%	✓	✓	□	218	1.997	Mar/51
Leilão Jun/2022	Lote 2	Alto Paranaíba	95%	✓	✓	□	432	4.938	Set/52

(I) RAP ciclo 2025/2026.

Concluído	✓
Concluído parcialmente	□
Em andamento	●
A iniciar	▲

LP = Licença Prévia

LI = Licença de Instalação

LO = Licença de Operação

Segue o status dos lotes em construção:

Leilão de Dezembro/2018:

- Lote 1 (Vale do Itajaí) - Obras dos trechos remanescentes em andamento. Conclusão dos trechos 2 e 4, além da entrada em operação parcial dos trechos 1 e 3, com 51% da RAP já liberada (R\$ 142 milhões). Previsão de liberação restante da RAP no 4T25 (R\$ 136 milhões).
- Lote 2 (Guanabara) - Conclusão do 1º Trecho (Lagos – Campos), com 41% da RAP liberada (R\$ 69 milhões). Obras do 2º trecho em andamento com liberação restante da RAP prevista para 4T25 (R\$ 98 milhões).

Leilão de Dezembro/2020:

- Lote 2 (Morro do Chapéu) - 76% da RAP já liberada (R\$ 166 milhões). Trecho 1 em implantação com liberação restante da RAP de R\$ 52 milhões no 4T25.

Leilão de Junho/2022:

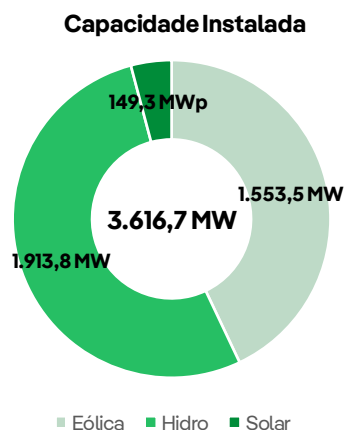
- Lote 2 (Alto Paranaíba) - Trechos Araraquara 2 – Araraquara e Arinos 2 - Paracatu 4 entregues, com 24% da RAP já liberada (R\$ 104 milhões). Obras em andamento nos demais trechos, com previsão de entrega no 4T25, com liberação de RAP restante de R\$ 328 milhões.

O Lote 14, do leilão de Dezembro/2018, Lagoa dos Patos está com 64% da RAP liberada. Os 36% de RAP restantes dizem respeito ao trecho 1, que ainda requer contornar discussão judicial de ordem ambiental-regulatória.

1.2. Geração e Clientes

1.2.1. Renováveis

No 3T25, os ativos em operação totalizavam 44 parques eólicos, 4 usinas hidrelétricas e 2 parques solares.



1.2.1.1. Parques Eólicos e Solares

A Companhia possui 44 parques eólicos em operação, com capacidade instalada de 1.554 MW e 2 parques solares (Complexo Solar Luzia), com capacidade instalada de 149 MWp:

Eólicas em operação	Participação Neoenergia (Direta e Indireta)	Estado	Localidade	Capacidade Instalada (MW)	Energia Assegurada (MW)	Data da Concessão	Fim da Concessão
EOL Caetité 1	100%	BA	Caetité	30,0	13,00	29/10/2012	28/10/2042
EOL Caetité 2	100%	BA	Caetité	30,0	14,70	07/02/2011	06/02/2046
EOL Caetité 3	100%	BA	Caetité	30,0	11,20	24/02/2011	23/02/2046
EOL Calango 1	100%	RN	Bodó e Santana do Mato	30,0	13,90	28/04/2011	27/04/2046
EOL Calango 3	100%	RN	Bodó, Santana do Mato e Lagoa Nova	30,0	13,90	30/05/2011	29/05/2046
EOL Rio do Fogo (ENERBRASIL)	100%	RN	Rio do Fogo	49,3	17,90	19/12/2001	18/12/2031
EOL Arizona 1	100%	RN	Rio do Fogo	28,0	12,90	04/03/2011	03/03/2046
EOL Mel 2	100%	RN	Areia Branca	20,0	8,80	28/02/2011	27/02/2046
EOL Calango 6	100%	RN	Bodó e Cerro Corá	30,0	18,50	20/11/2014	19/11/2049
EOL Santana 1	100%	RN	Bodó, Lagoa Nova e Cerro Corá	30,0	17,30	14/11/2014	13/11/2049
EOL Santana 2	100%	RN	Bodó e Lagoa Nova	24,0	13,10	14/11/2014	13/11/2049
EOL Calango 2	100%	RN	Bodó	30,0	12,80	09/05/2011	08/05/2046
EOL Calango 4	100%	RN	Bodó	30,0	13,50	19/05/2011	18/05/2046
EOL Calango 5	100%	RN	Bodó	30,0	13,70	02/06/2011	01/06/2046
EOL Canoas	100%	PB	São José do Sabugi e Junco do Seridó	31,5	17,70	04/08/2015	03/08/2050
EOL Lagoa 2	100%	PB	São José do Sabugi e Santa Luzia	31,5	15,60	04/08/2015	03/08/2050
EOL Lagoa 1	100%	PB	São José do Sabugi e Santa Luzia	31,5	16,30	04/08/2015	03/08/2050
Complexo Chafariz	100%	PB	São José do Sabugi, Santa Luzia, Areia de Baraúnas e São Mamede	471,2	232,9	Entre 21/06/2018 e 05/02/2019	Entre 20/06/2053 e 04/02/2054
Chafariz 1	100%	PB	Santa Luzia	34,7	18,2	21/06/2018	20/06/2053
Chafariz 2	100%	PB	Santa Luzia	34,7	17,4	21/06/2018	20/06/2053
Chafariz 3	100%	PB	Santa Luzia	34,7	17,8	21/06/2018	20/06/2053
Chafariz 4	100%	PB	Santa Luzia e Areia de Baraúnas	34,7	17,8	05/02/2019	04/02/2054
Chafariz 5	100%	PB	Santa Luzia	34,7	16,6	05/02/2019	04/02/2054
Chafariz 6	100%	PB	Santa Luzia	31,2	15,2	21/06/2018	20/06/2053
Chafariz 7	100%	PB	Santa Luzia	34,7	18,3	21/06/2018	20/06/2053
Lagoa 3	100%	PB	São José do Sabugi	34,7	17,2	26/06/2018	25/06/2053
Lagoa 4	100%	PB	São José do Sabugi e Santa Luzia	20,8	10,2	26/06/2018	25/06/2053
Canoas 2	100%	PB	São José do Sabugi e Santa Luzia	34,7	16,3	26/06/2018	25/06/2053
Canoas 3	100%	PB	São José do Sabugi e Santa Luzia	34,7	16,8	05/02/2019	04/02/2054
Canoas 4	100%	PB	São José do Sabugi	34,7	16,5	26/06/2018	25/06/2053
Ventos De Arapuá 1	100%	PB	Areia de Baraúnas	24,3	11,63	05/02/2019	04/02/2054
Ventos De Arapuá 2	100%	PB	Areia de Baraúnas, São Mamede e Santa Luzia	34,7	17,2	05/02/2019	04/02/2054
Ventos De Arapuá 3	100%	PB	Areia de Baraúnas e São Mamede	13,9	5,8	05/02/2019	04/02/2054
Complexo Oitis	98,8%	PI/BA	Dom Inocêncio e Casa Nova	566,5	274,1	Entre 29/11/2019 e 24/12/2019	Entre 28/11/2054 e 23/12/2054
Oitis 1	100%	PI	Dom Inocêncio	49,5	26,1	29/11/2019	28/11/2054
Oitis 2	97,2%	PI/BA	Dom Inocêncio	27,5	14,26	24/12/2019	23/12/2054
Oitis 3	100%	PI/BA	Dom Inocêncio	49,50	24,4	24/12/2019	23/12/2054
Oitis 4	93,3%	PI/BA	Dom Inocêncio	49,50	24	24/12/2019	23/12/2054
Oitis 5	100%	PI/BA	Dom Inocêncio	49,5	23,8	24/12/2019	23/12/2054
Oitis 6	94,8%	PI/BA	Dom Inocêncio	49,50	24,3	24/12/2019	23/12/2054
Oitis 7	100%	PI/BA	Dom Inocêncio	49,5	25,6	24/12/2019	23/12/2054
Oitis 8	100%	PI	Dom Inocêncio	49,5	25,5	29/11/2019	28/11/2054
Oitis 21	100%	PI/BA	Casa Nova	44,00	20,8	24/12/2019	23/12/2054
Oitis 22	100%	PI/BA	Casa Nova	49,50	22,22	24/12/2019	23/12/2054
Oitis 9	100%	PI/BA	Dom Inocêncio	49,50	21,9	24/12/2019	23/12/2054
Oitis 10	100%	PI/BA	Dom Inocêncio	49,5	21,2	24/12/2019	23/12/2054

Fotovoltaicas em operação	Participação Neoenergia (Direta e Indireta)	Estado	Localidade	Capacidade Instalada (MWp)	Energia Assegurada (MWm)	Data da Concessão	Fim da Concessão
LUZIA 2	100%	PB	Santa Luzia	74,65	17,3	29/05/2020	29/05/2055
LUZIA 3	100%	PB	Santa Luzia	74,65	17,3	29/05/2020	29/05/2055

A energia eólica gerada foi de 1.737 GWh no 3T25 (-6,8% vs. 3T24) e de 4.029 GWh no 9M25 (+1,3% vs. 9M24), por maior eolicidade. Já a geração de energia solar foi de 50 GWh no 3T25 (-16,5% vs. 3T24) e de 162 GWh no 9M25 (-10,1% vs. 9M24), impactado por menor recurso solar.

Vale destacar que o impacto dos *curtailments* (eólico e solar) foi de 8% da energia gerada no 3T25 e de 7% no 9M25.

1.2.1.2. Hidrelétricas

No 3T25, a Neoenergia possuía participação (direta ou indireta) em 4 usinas hidrelétricas.

Hidrelétricas em operação	Participação Neoenergia (Direta e Indireta)	Estado	Localidade	Capacidade Instalada (MW)	Energia Assegurada (MW)	Data da Concessão	Fim da Concessão
UHE Itapebi	100%	BA	Rio Jequitinhonha	462,0	202,1	28/05/1999	15/05/2039
UHE Corumbá III	70%	GO	Rio Corumbá	96,5	47	07/11/2001	22/04/2040
UHE Dardanelos - Águas da Pedra	100%	MT	Rio Aripuanã	261,0	147,2	03/07/2007	12/12/2049
Belo Monte	10%	PA	Rio Xingu	11.233,1	4571	26/08/2010	10/07/2046

NOTA: Em 17 de setembro de 2021, a Aneel homologou uma extensão dos prazos de outorga das usinas hidrelétricas participantes do Mecanismo de Realocação de Energia – MRE. Em 13 de dezembro de 2022, a Aneel postergou em 220 dias o prazo de concessão da UHE Dardanelos, pela resolução autorizativa nº 13.297.

Em 3 de outubro de 2025, a Neoenergia anunciou o aumento de participação na UHE Corumbá, através da aquisição do lote D do Leilão Especial da CELGPARG, que compreende 37,5% do capital social total da ECIII, detentora de 40% do Consórcio Empreendedor Corumbá III. Após o *closing* da operação, a Neoenergia passará a deter 85% de participação na usina.

A energia hídrica gerada foi de 304 GWh no 3T25 (-50% vs. 3T24), explicada pela venda UHE Baixo Iguaçu em 30/06/25, e de 5.005 GWh no 9M25 (+5,6% vs. 9M24), por maior afluência.

1.2.2. Térmica

A Termopernambuco estava inserida no PPT (Programa Prioritário de Térmicas), com sua receita garantida pelos PPAs com Neoenergia Coelba (65MW) e Neoenergia Pernambuco (390MW), vigentes até 14 de maio de 2024. Em dezembro de 2021, a usina sagrou-se vencedora do Leilão de Reserva de Capacidade, com um contrato de 15 anos, a iniciar em 1º de julho de 2026. Em setembro de 2024, a ANEEL aprovou a antecipação deste contrato para 1º de outubro de 2024, mantendo todas as condições anteriores e adicionando 21 meses ao prazo inicial.

Térmica em operação	Participação Neoenergia	Estado	Localidade	Capacidade Instalada (MW)	Energia Assegurada (MW)	Data da Concessão	
UTE Termopernambuco	100%	PE	Suape - Ipojuca	550	504,1	18/12/2000	18/12/2030

No 3T25 não houve despacho e no 9M25 a planta gerou 14 GWh de energia de teste sob o novo de Contrato de Capacidade. Vale destacar que até 14/05/2024 estavam vigentes os contratos bilaterais de venda de energia.

2. DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO

2.1. Consolidado

DRE CONSOLIDADO (R\$ MM)	3T25	3T24	Variação		9M25	9M24	Variação	
			R\$	%			R\$	%
Receita Operacional Líquida ¹	12.972	11.833	1.139	10%	36.591	33.836	2.755	8%
Custos com Energia ²	(8.692)	(7.914)	(778)	10%	(24.060)	(21.860)	(2.200)	10%
Margem Bruta s/ VNR	4.280	3.919	361	9%	12.531	11.976	555	5%
Ativo Financeiro da Concessão (VNR)	276	211	65	31%	1.382	922	460	50%
MARGEM BRUTA	4.556	4.130	426	10%	13.913	12.898	1.015	8%
Despesa Operacional	(1.082)	(1.025)	(57)	6%	(3.244)	(3.111)	(133)	4%
PECLD	(117)	(123)	6	(5%)	(415)	(420)	5	(1%)
(+) Eq. Patrimonial / Operações Corporativas	31	(19)	50	N/A	62	73	(11)	(15%)
EBITDA	3.388	2.963	425	14%	10.316	9.440	876	9%
Depreciação	(729)	(701)	(28)	4%	(2.213)	(2.081)	(132)	6%
Resultado Financeiro	(1.512)	(1.135)	(377)	33%	(4.448)	(3.615)	(833)	23%
IR/CS	(217)	(280)	63	(23%)	(79)	(922)	843	(91%)
Minoritário	(6)	(6)	-	-	(20)	(39)	19	(49%)
LUCRO LÍQUIDO	924	841	83	10%	3.556	2.783	773	28%

¹ Considera Receita de Construção

² Considera Custos de Construção

A Neoenergia encerrou o 3T25 com Margem Bruta sem VNR de R\$ 4.280 milhões, +9% vs. 3T24, impactada pelos efeitos positivos de aumento da base de clientes e volume das distribuidoras, das variações positivas de parcela B nos últimos processos tarifários de todas as distribuidoras: +8,1% em Neoenergia Coelba (reajuste abr/25), +6,6% em Neoenergia Cosern (reajuste abr/25), +16,2% em Neoenergia Pernambuco (revisão abr/25), +1,30% em Neoenergia Elektro (reajuste ago/25) e +5% em Neoenergia Brasília (reajuste out/24), além dos novos ativos de transmissão que entraram em operação e maior margem de Termopernambuco, que operou sob contrato de reserva de capacidade no trimestre, enquanto no 3T24 a planta estava descontratada. Estes efeitos foram parcialmente compensados pela menor margem de hidros, decorrente da desconsolidação de Baixo Iguaçu a partir de jul/25, após o *closing* da venda do ativo.

No 9M25, a Margem Bruta sem VNR foi de R\$ 12.531 milhões, +5% vs. 9M24, em razão dos efeitos positivos de aumento da base de clientes, volume e variações positivas de parcela B nos últimos processos tarifários das distribuidoras, citados anteriormente, além dos novos ativos de transmissão em operação. Estes efeitos foram parcialmente compensados pelos reajustes tarifários negativos de Neoenergia Coelba, Neoenergia Pernambuco e Neoenergia Cosern em 2024 (com variação da parcela B de -4,82%, -4,40% e -5,63%, respectivamente), pela menor margem de Termopernambuco, impactada pela alteração dos seus contratos bilaterais de venda de energia para o atual contrato de reserva de capacidade, e pela menor margem de hidros.

A margem bruta foi de R\$ 4.556 milhões no 3T25 (+10% vs. 3T24) e de R\$ 13.913 milhões no 9M25 (+8% vs. 9M24), em razão dos efeitos supracitados, além do maior VNR no período.

As despesas operacionais somaram R\$ 1.082 milhões no 3T25 (+5,6% vs. 3T24) e R\$ 3.244 milhões no 9M25 (+4,3% vs. 9M24), abaixo da inflação, confirmando a disciplina de custos, que permite absorver as pressões da maior base de clientes.

A PECLD foi de R\$ 117 milhões no 3T25 (-5% vs. 3T24) e de R\$ 415 milhões no 9M25, em linha com o 9M24, confirmando os avanços no combate à inadimplência.

Na rubrica de Equivalência Patrimonial/Operações Corporativas, no 3T25 foram registrados R\$ 31 milhões (vs. -R\$ 19 milhões no 3T24), explicado, sobretudo, pela equivalência dos ativos de transmissão em parceria com o GIC, no valor de +R\$ 36 milhões. No 9M25 foram registrados R\$ 62 milhões (vs. R\$ 73 milhões no 9M24) com destaque para +R\$ 104 milhões referentes a equivalência dos ativos de transmissão em parceria com o GIC e -R\$ 58 milhões de ajuste a valor justo do lote de Itabapoana.

O EBITDA foi de R\$ 3.388 milhões no 3T25 (+14% vs. 3T24) e de R\$ 10.316 milhões no 9M25 (+9% vs. 9M24). Já o EBITDA Ajustado (Caixa), sem VNR, IFRS e Operações Corporativas, foi de R\$ 2.804 milhões no 3T25 (+13% vs. 3T24) e de R\$ 8.180 milhões no 9M25 (+6% vs. 9M24).

O Resultado Financeiro foi de -R\$ 1.512 milhões no 3T25 (vs. -R\$ 1.135 milhões no 3T24) e de -R\$ 4.448 milhões no 9M25 (vs. -R\$ 3.615 milhões no 9M24), em função do aumento do saldo médio da dívida, devido às captações direcionadas para Capex, e maior CDI (48% da dívida da Companhia está atrelado a esse índice).

A rubrica de IR/CS do trimestre foi de -R\$ 217 milhões (vs. -R\$ 280 milhões no 3T24) e no acumulado foi de -R\$ 79 milhões (vs. -R\$ 922 milhões no 9M24). No 9M25 observa-se o impacto positivo do indébito tributário ocorrido no 2T25, gerando crédito no valor de R\$ 770 milhões, dada a exclusão da atualização da Selic dos débitos relativos à retirada do ICMS da base de cálculo do PIS/COFINS.

Como resultado dos efeitos apresentados, o lucro líquido do 3T25 foi de R\$ 924 milhões (+10% vs. 3T24) e de R\$ 3.556 milhões no 9M25 (+28% vs. 9M24).

2.2. Redes

O resultado do negócio de Redes contempla o desempenho das distribuidoras e transmissoras.

DRE REDES (R\$ MM)	3T25	3T24	Variação		9M25	9M24	Variação	
			R\$	%			R\$	%
Receita Líquida	12.270	11.233	1.037	9%	34.706	32.472	2.234	7%
Custos com Energia	(8.514)	(7.823)	(691)	9%	(23.513)	(22.073)	(1.440)	7%
Margem Bruta s/ VNR	3.756	3.410	346	10%	11.193	10.399	794	8%
Ativo Financeiro da Concessão (VNR)	276	211	65	31%	1.382	922	460	50%
Margem Bruta	4.032	3.621	411	11%	12.575	11.321	1.254	11%
Despesa Operacional	(899)	(827)	(72)	9%	(2.657)	(2.525)	(132)	5%
PECLD	(116)	(125)	9	(7%)	(414)	(421)	7	(2%)
(+) Eq. Patrimonial / Operações Corporativas	43	(23)	66	N/A	46	63	(17)	(27%)
EBITDA	3.060	2.645	415	16%	9.550	8.438	1.112	13%
Depreciação	(583)	(530)	(53)	10%	(1.716)	(1.544)	(172)	11%
Resultado Financeiro	(1.484)	(1.107)	(377)	34%	(4.288)	(3.374)	(914)	27%
IR CS	(174)	(247)	73	(30%)	22	(812)	834	N/A
LUCRO LÍQUIDO	819	761	58	8%	3.568	2.708	860	32%

O negócio de Redes encerrou o 3T25 com Margem Bruta sem VNR de R\$ 3.756 milhões, +10% vs. 3T24, impactada pelos efeitos positivos de aumento da base de clientes e volume das distribuidoras, das variações positivas de parcela B nos últimos processos tarifários de todas as distribuidoras: +8,1% em Neoenergia Coelba (reajuste abr/25), +6,6% em Neoenergia Cosern (reajuste abr/25), +16,2% em Neoenergia Pernambuco (revisão abr/25), +1,30% em Neoenergia Elektro (reajuste ago/25) e +5% em Neoenergia Brasília (reajuste out/24), além dos novos ativos de transmissão que entraram em operação.

No acumulado, a Margem Bruta sem VNR foi de R\$ 11.193 milhões, +8% vs. 9M24, em razão dos efeitos positivos de aumento da base de clientes, volume e variações positivas de parcela B nos últimos processos tarifários das distribuidoras, citados anteriormente, além dos novos ativos de transmissão em operação. Estes efeitos foram parcialmente compensados pelos reajustes tarifários negativos de Neoenergia Coelba, Neoenergia Pernambuco e Neoenergia Cosern em 2024 (com variação da parcela B de -4,82%, -4,40% e -5,63%, respectivamente).

A margem bruta de Redes foi de R\$ 4.032 milhões no 3T25 e de R\$ 12.575 milhões no 9M25 (+11% vs. 3T24 e 9M24), em razão dos efeitos supracitados, além do maior VNR no período.

As despesas operacionais somaram R\$ 899 milhões no 3T25 (+8,7% vs. 3T24), por efeitos pontuais no plano de manutenção e combate à inadimplência na Neoenergia Coelba e Neoenergia Elektro, e R\$ 2.657 milhões no 9M25 (+5,2% vs. 9M24), em linha com a inflação, confirmando a disciplina de custos.

A PECLD foi de R\$ 116 milhões no 3T25 (-7% vs. 3T24) e de R\$ 414 milhões no 9M25 (-2% vs. 9M24), confirmando os avanços no combate à inadimplência.

Na rubrica de Equivalência Patrimonial/Operações Corporativas, no 3T25 foram registrados +R\$ 43 milhões sendo: +R\$ 7 milhões de ajuste a valor justo do lote de Itabapoana e +R\$ 36 milhões referentes a equivalência dos ativos de transmissão em parceria com o GIC. No 9M25, foram registrados +R\$ 46 milhões sendo: -R\$ 58 milhões de ajuste a valor justo do lote de Itabapoana e +R\$ 104 milhões referentes a equivalência dos ativos de transmissão em parceria com o GIC. Os valores de -R\$ 23 milhões no 3T24 e R\$ 63 milhões no 9M24 se referem aos ativos de transmissão em parceria com o GIC.

O EBITDA de Redes foi de R\$ 3.060 milhões no 3T25 (+16% vs. 3T24) e de R\$ 9.550 milhões no 9M25 (+13% vs. 9M24). Já o EBITDA Ajustado (Caixa), sem VNR, IFRS e Operações Corporativas, foi de R\$ 2.455 milhões no 3T25 (+13% vs. 3T24) e de R\$ 7.416 milhões (+10% vs. 9M24).

O Resultado Financeiro foi de -R\$ 1.484 milhões no 3T25 (vs. -R\$ 1.107 no 3T24) e de -R\$ 4.288 milhões no 9M25 (vs. -R\$ 3.374 no 9M24), em função do aumento do saldo médio da dívida, devido às captações direcionadas para Capex, e maior CDI. Esses efeitos foram suavizados pelo crédito de R\$ 99 milhões no 2T25 referentes à atualização monetária sobre os indêbitos.

A rubrica de IR/CS do trimestre foi de -R\$ 174 milhões (vs. -R\$ 247 milhões no 3T24) e no acumulado foi de +R\$ 22 milhões (vs. -R\$ 812 milhões no 9M24). No 9M25 observa-se o impacto positivo do indêbito tributário ocorrido no 2T25 gerando crédito no valor de R\$ 770 milhões, dada a exclusão da atualização da Selic dos indêbitos relativos à retirada do ICMS da base de cálculo do PIS/COFINS.

Como resultado dos efeitos apresentados, o lucro líquido de Redes foi de R\$ 819 milhões no 3T25 (+8% vs. 3T24) e de R\$ 3.568 milhões no 9M25 (+32% vs. 9M24).

DRE TRANSMISSÃO (R\$ MM)	3T25	3T24	Variação		9M25	9M24	Variação	
			R\$	%			R\$	%
Receita Líquida	1226	1.668	(442)	(26%)	3.922	4.088	(166)	(4%)
Custos de Construção	(726)	(1.219)	493	(40%)	(2.643)	(2.984)	341	(11%)
Margem Bruta	500	449	51	11%	1.279	1.104	175	16%
Despesa Operacional	(53)	(55)	2	(4%)	(144)	(138)	(6)	4%
PECLD	(1)	5	(6)	N/A	(2)	1	(3)	N/A
(+) Eq. Patrimonial / Operações Corporativas	43	(23)	66	N/A	46	63	(17)	(27%)
EBITDA	489	376	113	30%	1.179	1.030	149	14%
Depreciação	(2)	(1)	(1)	100%	(7)	(4)	(3)	75%
Resultado Financeiro	(189)	(158)	(31)	20%	(665)	(469)	(196)	42%
IR CS	(79)	(80)	1	(1%)	(126)	(151)	25	(17%)
LUCRO LÍQUIDO	219	136	83	61%	382	406	(24)	(6%)
IFRS15	322	321	2	0%	810	826	(16)	(2%)

As transmissoras apresentaram Margem Bruta de R\$ 500 milhões no 3T25 (+11% vs. 3T24) e de R\$ 1.279 milhões no 9M25 (+16% vs. 9M24), pelos novos ativos de transmissão em operação (Itabapoana, Estreito e Paraíso), além de trechos de Alto Paranaíba, Morro do Chapéu, Lagoa dos Patos, Guanabara, Vale do Itajaí, que entraram em operação ao longo de 2024 e 2025, com liberações parciais de RAP.

As despesas operacionais somaram R\$ 53 milhões no 3T25 (-4% vs. 3T24) e R\$ 144 milhões no 9M25 (+4% vs. 9M24).

Na rubrica de Equivalência Patrimonial/Operações Corporativas, no 3T25 foram registrados +R\$ 43 milhões sendo: +R\$ 7 milhões de ajuste a valor justo do lote de Itabapoana e +R\$ 36 milhões referentes a equivalência dos ativos de transmissão em parceria com o GIC. No 9M25, foram registrados +R\$ 46 milhões sendo: -R\$ 58 milhões de ajuste a valor justo do lote de Itabapoana e +R\$ 104 milhões referentes a equivalência dos ativos de transmissão em parceria com o GIC. Os valores de -R\$ 23 milhões no 3T24 e R\$ 63 milhões no 9M24 se referem aos ativos de transmissão em parceria com o GIC.

Como resultado das variações citadas acima, o EBITDA de transmissão encerrou o trimestre em R\$ 489 milhões (+30% vs. 3T24) e o acumulado em R\$ 1.179 milhões (+14% vs. 9M24). Já o EBITDA Ajustado (Caixa), sem IFRS e Operações Corporativas, foi de R\$ 160 milhões no 3T25 (+47% vs. 3T24) e de R\$ 427 milhões no 9M25 (+74% vs. 9M24).

O Resultado Financeiro foi de -R\$ 189 milhões no 3T25 (vs. -R\$ 158 milhões 3T24) e de -R\$ 665 milhões no 9M25 (vs. -R\$ 469 milhões no 9M24), em função do aumento do saldo médio da dívida, devido às captações direcionadas para Capex e maior CDI.

O negócio de transmissão teve lucro de R\$ 219 milhões no 3T25 (+61% vs. 3T24) e de R\$ 382 milhões no 9M25 (-6% vs. 9M24).

2.2.1. NEOENERGIA COELBA

DRE (R\$ MM)	3T25	3T24	Variação		9M25	9M24	Variação	
			R\$	%			R\$	%
Receita Líquida	4.494	3.691	803	22%	12.606	11.034	1.572	14%
Custos com Energia	(3.046)	(2.407)	(639)	27%	(8.159)	(6.862)	(1.297)	19%
Margem Bruta s/ VNR	1.448	1.284	164	13%	4.447	4.172	275	7%
Ativo Financeiro da Concessão (VNR)	148	111	37	33%	732	486	246	51%
Margem Bruta	1.596	1.395	201	14%	5.179	4.658	521	11%
Despesa Operacional	(414)	(354)	(60)	17%	(1.187)	(1.091)	(96)	9%
PECLD	(40)	(39)	(1)	3%	(136)	(135)	(1)	1%
EBITDA	1.142	1.002	140	14%	3.856	3.432	424	12%
Depreciação	(255)	(237)	(18)	8%	(757)	(686)	(71)	10%
Resultado Financeiro	(599)	(423)	(176)	42%	(1.627)	(1.306)	(321)	25%
IR CS	(41)	(48)	7	(15%)	(16)	(261)	245	(94%)
LUCRO LÍQUIDO	247	294	(47)	(16%)	1.456	1.179	277	23%

A Neoenergia Coelba apresentou margem bruta sem VNR de R\$ 1.448 milhões no 3T25 (+13% vs. 3T24) explicado pelos maiores volumes e pelo impacto positivo da variação da parcela B de +8,1% no reajuste de abril/25. No 9M25, a margem bruta sem VNR foi de R\$ 4.447 milhões (+7% vs. 9M24), também em virtude dos efeitos descritos acima, parcialmente compensado pelo impacto negativo da variação da parcela B de -4,8% do reajuste de abril/24.

A margem bruta foi de R\$ 1.596 milhões no 3T25 (+14% vs. 3T24) e de R\$ 5.179 milhões no 9M25 (+11% vs. 9M24), em razão dos efeitos supracitados, além do maior VNR no período.

As despesas operacionais contabilizaram R\$ 414 milhões no 3T25 (+17% vs. 3T24) e R\$ 1.187 milhões no 9M25 (+9% vs. 9M24), devido à aceleração do plano de manutenção e aumento dos serviços de podas e cortes, além da baixa pontual de ativos em curso.

No trimestre, a PECLD totalizou R\$ 40 milhões e no acumulado foi de R\$ 136 milhões, em linha com o 3T24 e 9M24, refletindo a boa performance das ações de cobrança. Da mesma forma, quando analisamos o indicador de inadimplência (PECLD/ROB) do 3T25, ele encerrou em 1,10%, abaixo do seu limite regulatório, de 1,34%.

Como resultado das variações citadas acima, o EBITDA foi de R\$ 1.142 milhões no trimestre (+14% vs. 3T24) e de R\$ 3.856 milhões no acumulado (+12% vs. 9M24). O EBITDA Caixa (ex- VNR) no 3T25 foi de R\$ 994 milhões (+12% vs. 3T24) e no 9M25 foi de R\$ 3.124 milhões (+6% vs. 9M24).

O Resultado Financeiro foi de -R\$ 599 milhões no 3T25 (vs. -R\$ 423 milhões no 3T24) e de -R\$ 1.627 milhões no 9M25 (vs. -R\$ 1.306 milhões no 9M24), em virtude do aumento dos encargos de dívida devido ao maior saldo médio e maior CDI. No acumulado esses efeitos foram parcialmente compensados pelo crédito de R\$ 56 milhões no 2T25 referente à atualização monetária sobre os indêbitos.

A rubrica de IR/CS do trimestre foi de -R\$ 41 milhões (vs. -R\$ 48 milhões no 3T24) e no acumulado foi de -R\$ 16 milhões, (vs. -R\$ 261 milhões no 9M24). No 9M25 observa-se o impacto positivo do indêbito tributário ocorrido no 2T25, gerando crédito no valor de R\$ 274 milhões, dada a exclusão da atualização da Selic dos indêbitos relativos à retirada do ICMS da base de cálculo do PIS/COFINS.

O Lucro Líquido foi de R\$ 247 milhões no 3T25 (-16% vs. 3T24) e de R\$ 1.456 milhões no 9M25 (+23% vs. 9M24).

2.2.2. NEOENERGIA PERNAMBUCO

DRE (R\$ MM)	3T25	3T24	Variação		9M25	9M24	Variação	
			R\$	%			R\$	%
Receita Líquida	2.080	1.789	291	16%	5.870	5.732	138	2%
Custos com Energia	(1.497)	(1.319)	(178)	13%	(4.136)	(4.141)	5	(0%)
Margem Bruta s/ VNR	583	470	113	24%	1.734	1.591	143	9%
Ativo Financeiro da Concessão (VNR)	43	35	8	23%	240	156	84	54%
Margem Bruta	626	505	121	24%	1.974	1.747	227	13%
Despesa Operacional	(191)	(184)	(7)	4%	(572)	(587)	15	(3%)
PECLD	(42)	(46)	4	(9%)	(158)	(156)	(2)	1%
EBITDA	393	275	118	43%	1.244	1.004	240	24%
Depreciação	(114)	(104)	(10)	10%	(337)	(311)	(26)	8%
Resultado Financeiro	(289)	(227)	(62)	27%	(820)	(726)	(94)	13%
IR CS	15	19	(4)	(21%)	401	13	388	2985%
LUCRO LÍQUIDO	5	(37)	42	N/A	488	(20)	508	N/A

A Neoenergia Pernambuco apresentou margem bruta sem VNR de R\$ 583 milhões no 3T25, (+24% vs. 3T24), impactado pelo aumento da base de clientes (+2,2%) e pelo impacto positivo da variação da parcela B de +16,2% na revisão tarifária de abril/25. No 9M25, a margem bruta sem VNR foi de R\$ 1.734 milhões (+9% vs. 9M24), também em virtude dos efeitos descritos acima, parcialmente compensado pelo impacto negativo da variação da parcela B de -4,4% do reajuste de abril/24.

A margem bruta foi de R\$ 626 milhões no 3T25 (+24% vs. 3T24), e de R\$ 1.974 milhões no 9M25 (+13% vs. 9M24), em razão dos efeitos supracitados, além do maior VNR no período.

As despesas operacionais no 3T25 foram de R\$ 191 milhões (+4% vs. 3T24), e de R\$ 572 milhões no 9M25 (-3% vs. 9M24), absorvendo a inflação e crescimento de clientes.

No 3T25, a PECLD totalizou R\$ 42 milhões (-9% vs. 3T24) e de R\$ 158 milhões no 9M25, em linha com 9M24.

Como resultado das variações citadas acima, o EBITDA no 3T25 foi de R\$ 393 milhões (+43% vs. 3T24) e de R\$ 1.244 milhões no 9M25 (+24% vs. 9M24). Já o EBITDA Caixa (ex-VNR) no 3T25 foi de R\$ 350 milhões (+46% vs. 3T24) e de R\$ 1.004 milhões no 9M25 (+18% vs. 9M24).

O Resultado Financeiro foi de -R\$ 289 milhões no 3T25 (vs. -R\$ 227 milhões no 3T24) e de -R\$ 820 milhões no 9M25 (vs. -R\$ 726 milhões no 9M24), em virtude do aumento dos encargos de dívida. Esses efeitos foram compensados pelo crédito de R\$ 8 milhões no 2T25 referente à atualização monetária sobre os indêbitos.

A rubrica de IR/CS do trimestre foi de R\$ 15 milhões (vs. R\$ 19 milhões no 3T24) e no acumulado foi de R\$ 401 milhões, (vs. R\$ 13 milhões no 9M24). No 9M25 observa-se o impacto positivo do indêbito tributário ocorridos no 2T25 gerando crédito no valor de R\$ 394 milhões, dada a exclusão da atualização da Selic dos indêbitos relativos à retirada do ICMS da base de cálculo do PIS/COFINS.

O Lucro Líquido foi de R\$ 5 milhões no 3T25 (vs. -R\$ 37 milhões no 3T24) e de R\$ 488 milhões no 9M25 (vs. -R\$ 20 milhões no 9M24).

2.2.3. NEOENERGIA COSERN

DRE (R\$ MM)	3T25	3T24	Variação		9M25	9M24	Variação	
			R\$	%			R\$	%
Receita Líquida	1.028	871	157	18%	2.845	2.588	257	10%
Custos com Energia	(692)	(580)	(112)	19%	(1.852)	(1.656)	(196)	12%
Margem Bruta s/ VNR	336	291	45	15%	993	932	61	7%
Ativo Financeiro da Concessão (VNR)	30	23	7	30%	154	100	54	54%
Margem Bruta	366	314	52	17%	1.147	1.032	115	11%
Despesa Operacional	(62)	(64)	2	(3%)	(197)	(186)	(11)	6%
PECLD	(4)	(5)	1	(20%)	(15)	(14)	(1)	7%
EBITDA	300	245	55	22%	935	832	103	12%
Depreciação	(49)	(46)	(3)	7%	(144)	(132)	(12)	9%
Resultado Financeiro	(77)	(68)	(9)	13%	(242)	(203)	(39)	19%
IR CS	(23)	(19)	(4)	21%	(31)	(83)	52	(63%)
LUCRO LÍQUIDO	151	112	39	35%	518	414	104	25%

A Neoenergia Cosern apresentou margem bruta sem VNR de R\$ 336 milhões no 3T25 (+15% vs. 3T24), explicado pelo crescimento da base de clientes (+1,7%), maiores volumes e pelo impacto positivo da Parcela B de +6,6% no reajuste de abril/25. No 9M25, a margem bruta sem VNR foi de R\$ 993 milhões (+7% vs. 9M24), também em virtude dos efeitos descritos acima, parcialmente compensado pelo impacto negativo da variação da parcela B de -5,6% no reajuste de abril/24.

A margem bruta foi de R\$ 366 milhões no 3T25 (+17% vs. 3T24), e de R\$ 1.147 milhões no 9M25 (+11% vs. 9M24), em razão dos efeitos supracitados, além do maior VNR no período.

As despesas operacionais contabilizaram R\$ 62 milhões no 3T25 (-3% vs. 3T24), absorvendo a inflação do período, e no 9M25 as despesas foram de R\$ 197 milhões (+6% vs. 9M24).

A PECLD totalizou R\$ 4 milhões no 3T25 (vs. R\$ 5 milhões no 3T24), e de R\$ 15 milhões no 9M25 (vs. R\$ 14 milhões no 9M24).

Como resultado das variações citadas acima, o EBITDA no 3T25 foi de R\$ 300 milhões, (+22% vs. 3T24) e de R\$ 935 milhões no 9M25 (+12% vs. 9M24). Já o EBITDA Caixa (ex-VNR) no 3T25 foi de R\$ 270 milhões (+22% vs. 3T24) e de R\$ 781 milhões no 9M25 (+7% vs. 9M24).

O Resultado Financeiro foi de -R\$ 77 milhões no 3T25 (vs. -R\$ 68 milhões no 3T24) e de -R\$ 242 milhões no 9M25 (vs. -R\$ 203 milhões no 9M24), em virtude do aumento dos encargos de dívida em razão do aumento do CDI. Esses efeitos foram compensados pelo crédito de R\$ 18 milhões no 2T25 referentes à atualização monetária sobre os indêbitos.

A rubrica de IR/CS do trimestre foi de -R\$ 23 milhões (vs. -R\$ 19 milhões no 3T24) e no acumulado foi de -R\$ 31 milhões, (vs. -R\$ 83 milhões no 9M24). No 9M25 observa-se o impacto positivo do indêbito tributário ocorrido no 2T25 gerando crédito no valor de R\$ 60 milhões, dada a exclusão da atualização da Selic dos indêbitos relativos à retirada do ICMS da base de cálculo do PIS/COFINS.

O Lucro Líquido foi de R\$ 151 milhões no 3T25 (+35% vs. 3T24) e de R\$ 518 milhões no 9M25 (+25% vs. 9M24).

2.2.4. NEOENERGIA ELEKTRO

DRE (R\$ MM)	3T25	3T24	Variação		9M25	9M24	Variação	
			R\$	%			R\$	%
Receita Líquida	2.507	2.314	193	8%	6.925	6.554	371	6%
Custos com Energia	(1.763)	(1.574)	(189)	12%	(4.588)	(4.361)	(227)	5%
Margem Bruta s/ VNR	744	740	4	1%	2.337	2.193	144	7%
Ativo Financeiro da Concessão (VNR)	51	40	11	28%	244	171	73	43%
Margem Bruta	795	780	15	2%	2.581	2.364	217	9%
Despesa Operacional	(169)	(153)	(16)	10%	(502)	(460)	(42)	9%
PECLD	(16)	(27)	11	(41%)	(69)	(85)	16	(19%)
EBITDA	610	600	10	2%	2.010	1.819	191	11%
Depreciação	(111)	(97)	(14)	14%	(322)	(286)	(36)	13%
Resultado Financeiro	(256)	(173)	(83)	48%	(724)	(494)	(230)	47%
IR CS	(47)	(101)	54	(53%)	(228)	(319)	91	(29%)
LUCRO LÍQUIDO	196	229	(33)	(14%)	736	720	16	2%

A Neoenergia Elektro apresentou margem bruta sem VNR de R\$ 744 milhões no 3T25 (+1% vs. 3T24) e de R\$ 2.337 milhões no 9M25 (+7% vs. 9M24), impulsionada pelo aumento da base de clientes e pela variação positiva da parcela B de +0,69% do reajuste de agosto/24 e de +1,30% do reajuste de agosto/25.

A margem bruta foi de R\$ 795 milhões no 3T25 (+2% vs. 3T24) e de R\$ 2.581 milhões no 9M25 (+9% vs. 9M24), em razão dos efeitos supracitados, além do maior VNR no período.

As despesas operacionais contabilizaram R\$ 169 milhões no 3T25 (+10% vs. 3T24), por aceleração pontual nos programas de manutenção e combate à inadimplência, e R\$ 502 milhões no 9M25 (+9% vs. 9M24), devido ao efeito positivo não recorrente no valor de R\$ 13 milhões em 2024, referente ao recebimento de passivo de compartilhamento de infraestrutura.

No trimestre, a PECLD totalizou R\$ 16 milhões (-41% vs. 3T24) e no acumulado totalizou R\$ 69 milhões (-19% vs. 9M24), refletindo a boa performance das ações de cobrança e uma reversão pontual de grandes clientes no valor de R\$ 5 milhões.

Como resultado das variações citadas acima, o EBITDA foi de R\$ 610 milhões no trimestre (+2% vs. 3T24) e de R\$ 2.010 milhões no acumulado (+11% vs. 9M24). O EBITDA Caixa (ex- VNR) no 3T25 foi de R\$ 559 milhões, em linha com o 3T24 e no 9M25 foi de R\$ 1.766 milhões (+7% vs. 9M24).

O Resultado Financeiro foi de -R\$ 256 milhões no 3T25 (vs. -R\$ 173 milhões no 3T24) e de -R\$ 724 milhões no 9M25 (vs. -R\$ 494 milhões no 9M24), em virtude do aumento dos encargos de dívida devido ao maior saldo médio e maior CDI. No acumulado esses efeitos foram compensados pelo crédito de R\$ 16 milhões no 2T25 referente à atualização monetária sobre os indêbitos.

A rubrica de IR/CS do trimestre foi de -R\$ 47 milhões (vs. -R\$ 101 milhões no 3T24) e no acumulado foi de -R\$ 228 milhões, (vs. -R\$ 319 milhões no 9M24). No 9M25 observa-se o impacto positivo do indêbito tributário ocorrido no 2T25, gerando crédito no valor de R\$ 39 milhões, dada a exclusão da atualização da Selic dos indêbitos relativos à retirada do ICMS da base de cálculo do PIS/COFINS.

O Lucro Líquido foi de R\$ 196 milhões no 3T25 (-14% vs. 3T24) e de R\$ 736 milhões no 9M25 (+2% vs. 9M24).

2.2.5. NEOENERGIA BRASÍLIA

DRE (R\$ MM)	3T25	3T24	Variação		9M25	9M24	Variação	
			R\$	%			R\$	%
Receita Líquida	956	931	25	3%	2.596	2.550	46	2%
Custos com Energia	(791)	(724)	(67)	9%	(2.137)	(2.070)	(67)	3%
Margem Bruta s/ VNR	165	207	(42)	(20%)	459	480	(21)	(4%)
Ativo Financeiro da Concessão (VNR)	3	1	2	200%	12	8	4	50%
Margem Bruta	168	208	(40)	(19%)	471	488	(17)	(3%)
Despesa Operacional	(32)	(47)	15	(32%)	(120)	(138)	18	(13%)
PECLD	(14)	(10)	(4)	40%	(35)	(31)	(4)	13%
EBITDA	122	151	(29)	(19%)	316	319	(3)	(1%)
Depreciação	(50)	(45)	(5)	11%	(149)	(126)	(23)	18%
Resultado Financeiro	(75)	(59)	(16)	27%	(210)	(176)	(34)	19%
IR CS	(1)	(18)	17	(94%)	18	(13)	31	N/A
LUCRO LÍQUIDO	(4)	29	(33)	N/A	(25)	4	(29)	N/A

A Neoenergia Brasília apresentou margem bruta de R\$ 168 milhões no 3T25 (-19% vs. 3T24) e R\$ 471 milhões no 9M25 (-3% vs. 9M24), explicada pelo registro pontual de sobrecontratação positiva no 3T24, que compensou a variação de +5,0% da parcela B no reajuste tarifário de outubro de 2024.

As despesas operacionais somaram R\$ 32 milhões no 3T25 (-32% vs. 3T24), por ajuste pontual na despesa com plano de saúde, e R\$ 120 milhões no 9M25 (-13% vs. 9M24), refletindo efeitos não recorrentes de decisões judiciais favoráveis e a reversão em encargos previdenciários.

A PECLD foi de R\$ 14 milhões no 3T25 (+40% vs. 3T24) e R\$ 35 milhões no 9M25 (+13% vs. 9M24), influenciada por efeito pontual de negociações com grandes clientes no 3T24, que geraram impacto positivo de R\$ 3 milhões.

Como resultado das variações citadas acima, o EBITDA atingiu R\$ 122 milhões no 3T25 (-19% vs. 3T24) e R\$ 316 milhões no 9M25, em linha com o 9M24.

O Resultado Financeiro foi de -R\$ 75 milhões no 3T25 (vs. -R\$ 59 milhões no 3T24) e de -R\$ 210 milhões no 9M25 (vs. -R\$ 176 milhões no 9M24), pressionado pelo aumento dos encargos da dívida, em função da elevação do CDI no período.

A rubrica de IR/CS foi de -R\$ 1 milhão no 3T25 (vs. -R\$ 18 milhões no 3T24) e positiva em R\$ 18 milhões no 9M25 (vs. -R\$ 13 milhões no 9M24), beneficiada pelo reconhecimento de crédito tributário de R\$ 3 milhões no 2T25, decorrente da exclusão da atualização da Selic dos indêbitos, relacionada à retirada do ICMS da base de cálculo do PIS/COFINS.

A Companhia registrou prejuízo de R\$ 4 milhões no 3T25 (vs. lucro de R\$ 29 milhões no 3T24) e prejuízo de R\$ 25 milhões no 9M25 (vs. lucro de R\$ 4 milhões no 9M24).

2.3. Geração e Clientes

O resultado do negócio de Geração e Clientes contempla o desempenho dos parques eólicos, parques solares, usinas hidrelétricas, usina térmica e comercializadora do Grupo Neoenergia.

DRE GERAÇÃO E CLIENTES (R\$ MM)	3T25	3T24	Variação		9M25	9M24	Variação	
			R\$	%			R\$	%
Receita Líquida	1.132	992	140	14%	3.220	3.244	(24)	(1%)
Custos com Energia	(594)	(468)	(126)	27%	(1.843)	(1.643)	(200)	12%
Margem Bruta	538	524	14	3%	1.377	1.601	(224)	(14%)
Despesa Operacional	(125)	(144)	19	(13%)	(397)	(398)	1	(0%)
PECLD	(1)	2	(3)	(150%)	(1)	1	(2)	(200%)
(+) Eq. Patrimonial / Operações Corporativas	(18)	4	(22)	N/A	11	10	1	10%
EBITDA	394	386	8	2%	990	1.214	(224)	(18%)
Depreciação	(88)	(110)	22	(20%)	(322)	(354)	32	(9%)
Resultado Financeiro	(7)	(32)	25	(78%)	(93)	(144)	51	(35%)
IR CS	(50)	(41)	(9)	22%	(123)	(133)	10	(8%)
LUCRO LÍQUIDO	249	203	46	23%	452	583	(131)	(22%)

DRE HIDROS (R\$ MM)	3T25	3T24	Variação		9M25	9M24	Variação	
			R\$	%			R\$	%
Receita Líquida	166	210	(44)	(21%)	611	629	(18)	(3%)
Custos com Energia	(40)	(52)	12	(23%)	(136)	(126)	(10)	8%
Margem Bruta	126	158	(32)	(20%)	475	503	(28)	(6%)
Despesa Operacional	(13)	(35)	22	(63%)	(63)	(99)	36	(36%)
(+) Eq. Patrimonial / Operações Corporativas	(18)	4	(22)	N/A	11	10	1	10%
EBITDA	95	127	(32)	(25%)	423	414	9	2%
Depreciação	3	(26)	29	N/A	(52)	(80)	28	(35%)
Resultado Financeiro	(3)	(13)	10	(77%)	(15)	(29)	14	(48%)
IR CS	(15)	(19)	4	(21%)	(40)	(50)	10	(20%)
LUCRO LÍQUIDO	80	69	11	16%	317	255	62	24%

DRE ÉOLICAS (R\$ MM)	3T25	3T24	Variação		9M25	9M24	Variação	
			R\$	%			R\$	%
Receita Líquida	432	403	29	7%	1.059	941	118	13%
Custos com Energia	(90)	(64)	(26)	41%	(355)	(195)	(160)	82%
Margem Bruta	342	339	3	1%	704	746	(42)	(6%)
Despesa Operacional	(73)	(62)	(11)	18%	(209)	(172)	(37)	22%
EBITDA	269	277	(8)	(3%)	496	574	(78)	(14%)
Depreciação	(77)	(74)	(3)	4%	(228)	(220)	(8)	4%
Resultado Financeiro	(12)	(27)	15	(56%)	(98)	(125)	27	(22%)
IR CS	(29)	(26)	(3)	12%	(71)	(61)	(10)	16%
LUCRO LÍQUIDO	151	150	1	1%	98	168	(70)	(42%)

DRE SOLAR (R\$ MM)	3T25	3T24	Variação		9M25	9M24	Variação	
			R\$	%			R\$	%
Receita Líquida	22	15	7	47%	63	44	19	43%
Custos com Energia	(12)	(6)	(6)	100%	(40)	(10)	(30)	300%
Margem Bruta	10	9	1	11%	23	34	(11)	(32%)
Despesa Operacional	(2)	(1)	(1)	100%	(5)	(2)	(3)	150%
EBITDA	8	8	-	-	19	32	(13)	(41%)
Depreciação	(5)	(3)	(2)	67%	(13)	(11)	(2)	18%
Resultado Financeiro	1	-	1	-	1	-	1	-
IR CS	(1)	-	(1)	-	(3)	(2)	(1)	50%
LUCRO LÍQUIDO	3	5	(2)	(40%)	4	19	(15)	(79%)

DRE TERMOPERNAMBUCO (R\$ MM)	3T25	3T24	Variação		9M25	9M24	Variação	
			R\$	%			R\$	%
Receita Líquida	57	2	55	2750%	165	607	(442)	(73%)
Custos com Energia	(36)	(20)	(16)	80%	(III)	(376)	265	(70%)
Margem Bruta	21	(18)	39	N/A	54	231	(177)	(77%)
Despesa Operacional	(15)	(18)	3	(17%)	(49)	(58)	9	(16%)
EBITDA	6	(36)	42	N/A	5	173	(168)	(97%)
Depreciação	(7)	(5)	(2)	40%	(24)	(39)	15	(38%)
Resultado Financeiro	5	6	(1)	(17%)	17	7	10	143%
IR CS	(0)	7	(7)	N/A	4	(13)	17	N/A
LUCRO LÍQUIDO	3	(28)	31	N/A	1	128	(127)	(99%)

DRE COMERCIALIZAÇÃO (R\$ MM)	3T25	3T24	Variação		9M25	9M24	Variação	
			R\$	%			R\$	%
Receita Líquida	460	360	100	28%	1.325	1.015	310	31%
Custos com Energia	(416)	(330)	(86)	26%	(1.201)	(936)	(265)	28%
Margem Bruta	44	30	14	47%	124	79	45	57%
Despesa Operacional	(26)	(21)	(5)	24%	(72)	(59)	(13)	22%
PECLD	(1)	2	(3)	N/A	(1)	1	(2)	N/A
EBITDA	17	11	6	55%	51	21	30	143%
Depreciação	(2)	(2)	-	-	(5)	(4)	(1)	25%
Resultado Financeiro	1	2	(1)	(50%)	2	3	(1)	(33%)
IR CS	(5)	(3)	(2)	67%	(13)	(7)	(6)	86%
LUCRO LÍQUIDO	11	8	3	38%	35	13	22	169%

O negócio de Geração e Clientes apresentou margem bruta de R\$ 538 milhões no 3T25 (+3% vs. 3T24), impulsionada pelo desempenho positivo de Termopernambuco, que operou sob o contrato de reserva de capacidade sem despacho no 3T25, enquanto no 3T24 a planta estava descontratada, e pelo melhor resultado da Comercializadora, reflexo do crescimento no volume de vendas de energia. Esses efeitos compensaram a redução da margem de hidros decorrente da desconsolidação de Baixo Iguaçu a partir de jul/25, após o *closing* da venda do ativo.

No acumulado do ano, a margem bruta totalizou R\$ 1.377 milhões (-14% vs. 9M24), pressionada principalmente pelo menor resultado de Termopernambuco, em função do encerramento dos contratos bilaterais de venda de energia em maio de 2024 e do início do contrato regulado vigente a partir de outubro de 2024, além da desconsolidação de Baixo Iguaçu.

As despesas operacionais totalizaram R\$ 125 milhões no 3T25 (-13% vs. 3T24) e R\$ 397 milhões no 9M25, em linha com o 9M24, refletindo o reconhecimento de R\$ 22 milhões referentes à indenização de seguro registrado na Usina de Itapebi, dos quais R\$ 14 milhões foram contabilizados no 3T25.

Na rubrica de Equivalência Patrimonial/Operações Corporativas, foram registrados -R\$ 18 milhões no 3T25, impactado pela reclassificação de R\$ 21 milhões referente ao ajuste a valor justo da venda da participação em Baixo Iguaçu e +R\$ 3 milhões pelo resultado da usina de Corumbá. No 9M25, essa rubrica somou +R\$ 11 milhões, sendo +R\$ 2 milhões da operação de Baixo Iguaçu e +R\$ 10 milhões de equivalência de Corumbá.

Por esses efeitos, o EBITDA totalizou R\$ 394 milhões no 3T25 (+2% vs. 3T24) e R\$ 990 milhões no 9M25 (-18% vs. 9M24).

O resultado financeiro foi de -R\$ 7 milhões no 3T25 (+R\$ 25 milhões vs. 3T24) e de -R\$ 93 milhões no 9M25 (+R\$ 51 milhões vs. 9M24). A variação positiva reflete principalmente a desconsolidação da dívida de Baixo Iguaçu, a amortização

integral da dívida de Termopernambuco em abril de 2024, e o maior rendimento das aplicações financeiras, impulsionado pela alta do CDI no período.

O lucro líquido foi de R\$ 249 milhões no 3T25 (+23% vs. 3T24) e de R\$ 452 milhões no 9M25 (-22% vs. 9M24).

3. EBITDA

Atendendo a Resolução CVM nº 156/22 demonstramos no quadro abaixo a conciliação do EBITDA e, complementamos que os cálculos apresentados estão alinhados com os critérios dessa mesma resolução:

EBITDA (R\$ MM)	3T25	3T24	Variação		9M25	9M24	Variação	
			R\$	%			R\$	%
Lucro líquido do período (A)	924	841	83	10%	3.556	2.783	773	28%
Lucro Atribuído aos minoritários (B)	(6)	(6)	-	-	(20)	(39)	19	(49%)
Despesas financeiras (C)	(1.552)	(1.239)	(313)	25%	(4.779)	(3.802)	(977)	26%
Receitas financeiras (D)	332	324	8	2%	937	916	21	2%
Outros resultados financeiros, líquidos (E)	(292)	(220)	(72)	33%	(606)	(729)	123	(17%)
Imposto de renda e contribuição social (F)	(217)	(280)	63	(23%)	(79)	(922)	843	(91%)
Depreciação e Amortização (G)	(729)	(701)	(28)	4%	(2.213)	(2.081)	(132)	6%
EBITDA = (A-(B+C+D+E+F+G))	3.388	2.963	425	14%	10.316	9.440	876	9%
Ativo Financeiro da Concessão - VNR (H)	276	211	65	31%	1.382	922	460	50%
IFRS 15 (I)	322	321	1	0%	810	826	(16)	(2%)
Operações Corporativas (J)	(14)	(54)	40	(74%)	(55)	(41)	(14)	34%
EBITDA Ajustado = (EBITDA - (H+I+J))	2.804	2.485	319	13%	8.180	7.733	447	6%

4. RESULTADO FINANCEIRO

RESULTADO FINANCEIRO LÍQUIDO (R\$ MM)	3T25	3T24	Variação		9M25	9M24	Variação	
			R\$	%			R\$	%
Renda de aplicações financeiras	240	238	2	1%	657	661	(4)	(1%)
Encargos, variações monetárias e cambiais e Instrumentos financeiros derivativos de dívida	(1.615)	(1.281)	(334)	26%	(4.812)	(3.945)	(867)	22%
Outros resultados financeiros não relacionados a dívida	(137)	(92)	(45)	49%	(293)	(331)	38	(11%)
Juros, comissões e acréscimo moratório	92	92	-	-	274	261	13	5%
Variações monetárias e cambiais - outros	16	(7)	23	(329%)	109	(19)	128	(674%)
Atualização provisão para contingências / depósitos judiciais	(17)	(28)	11	(39%)	(66)	(116)	50	(43%)
Atualização do ativo / passivo financeiro setorial	(67)	(26)	(41)	158%	(188)	(109)	(79)	72%
Obrigações pós emprego	(24)	(24)	-	-	(76)	(71)	(5)	7%
Outras receitas (despesas) financeiras líquidas	(137)	(99)	(38)	38%	(346)	(277)	(69)	25%
Total	(1.512)	(1.135)	(377)	33%	(4.448)	(3.615)	(833)	23%

O Resultado Financeiro Consolidado foi de -R\$ 1.512 milhões no 3T25 (vs. R\$ 1.135 milhões no 3T24) e no 9M25 foi de R\$ 4.448 milhões (vs. R\$ 3.615 milhões no 9M24), explicado, principalmente, pela maior despesa com encargos de dívida em

razão do aumento do saldo médio em relação ao 3T24, devido às captações direcionadas para Capex, e pelo aumento de 1,07 p.p. no CDI acumulado no período (48% da dívida da Companhia está atrelado a esse índice).

Vale destacar que no 9M25, a rubrica de variações monetárias e cambiais foi positivamente impactada pelo crédito de R\$ 99 milhões referentes à atualização monetária sobre os indêbitos, contabilizados no 2T25.

5. INVESTIMENTOS

O Capex da Neoenergia encerrou o 3T25 em R\$ 2,6 bilhões e o 9M25 em R\$ 7,6 bilhões, conforme tabela a seguir:

CAPEX Neoenergia (R\$ milhões)	3T25	3T24	Δ %	9M25	9M24	Δ %
Redes	2.526	2.530	(0%)	7.458	6.635	12%
Distribuidoras	1.797	1.309	37%	4.806	3.669	31%
Transmissoras	730	1.221	(40%)	2.652	2.966	(11%)
Geração e Clientes	71	51	38%	161	105	53%
Hidrelétricas	26	12	114%	37	27	38%
Eólicas	31	35	(12%)	85	63	36%
Solar	-	1	(100%)	-	6	(100%)
Termopernambuco	3	1	233%	22	4	506%
Clientes	10	2	560%	17	6	170%
Outros	0	6	(95%)	9	6	58%
TOTAL	2.597	2.586	0%	7.628	6.746	13%

Nota: Não consideram as atualizações financeiras e provisões capitalizadas

5.1. Redes

5.1.1. Distribuição

No 9M25, o Capex das distribuidoras foi de R\$ 4,8 bilhões, dos quais R\$ 3,2 bilhões foram destinados à expansão de redes. A seguir, a abertura do Capex por distribuidora:

INVESTIMENTOS REALIZADOS (valores em R\$ MM)	Neoenergia Coelba			Neoenergia Pernambuco			Neoenergia Cosern			Neoenergia Elektro			Neoenergia Brasília			CONSOLIDADO		
	9M25	9M24	Δ %	9M25	9M24	Δ %	9M25	9M24	Δ %	9M25	9M24	Δ %	9M25	9M24	Δ %	9M25	9M24	Δ %
Expansão de Rede	1.937	1.448	34%	427	346	24%	245	169	45%	521	441	18%	70	50	39%	3.200	2.453	30%
Programa Luz para Todos	285	243	18%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	285	243	18%
Novas Ligações	950	792	20%	344	250	38%	153	106	45%	366	290	26%	34	24	41%	1.847	1.462	26%
Novas SE's e RD's	701	413	70%	83	92	(9%)	92	63	45%	155	150	3%	36	26	37%	1.067	744	43%
Compromisso ECV	0	(0)	-	1	4	(83%)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	4	(83%)
Renovação de Ativos	295	276	7%	130	156	(17%)	58	64	(10%)	121	127	(5%)	67	38	76%	670	662	1%
Melhoria da Rede	174	96	81%	46	42	9%	46	27	69%	70	79	(12%)	34	21	61%	369	265	39%
Perdas e Inadimplência	65	59	11%	84	72	16%	7	10	(32%)	6	10	(53%)	22	12	88%	184	163	13%
Outros	271	120	126%	74	30	144%	49	20	149%	113	72	58%	47	47	0%	554	288	92%
Movimentação Material (Estoque x Obra)	91	(04)	(738%)	18	4	345%	28	15	84%	15	(2)	N/A	39	5	717%	191	8	N/A
(-) Investimento Bruto	2.832	1.984	43%	778	650	20%	433	306	42%	846	726	17%	279	173	62%	5.169	3.839	35%
SUBVENÇÕES	(75)	(97)	(23%)	(9)	(16)	(45%)	(20)	(3)	500%	(58)	(28)	106%	(10)	(17)	(40%)	(172)	(162)	6%
(=) Investimento Líquido	2.758	1.887	46%	769	634	21%	414	302	37%	789	698	13%	269	155	73%	4.997	3.676	36%
Movimentação Material (Estoque x Obra)	(91)	14	(738%)	(18)	(4)	345%	(28)	(15)	84%	(15)	2	N/A	230	(5)	N/A	77	(8)	N/A
(-) CAPEX	2.667	1.901	40%	751	630	19%	385	287	34%	773	700	10%	230	151	52%	4.806	3.669	31%
Base de Anuidade Regulatória	271	120	126%	74	30	144%	49	20	149%	113	72	58%	47	47	0%	554	288	92%
Base de Remuneração Regulatória	2.470	1.878	32%	686	616	11%	356	270	32%	718	657	9%	193	121	59%	4.424	3.543	25%

5.1.2. Transmissão

No 9M25, o Capex das transmissoras foi de R\$ 2,7 bilhões, integralmente dedicado à construção final das linhas e subestações dos lotes.

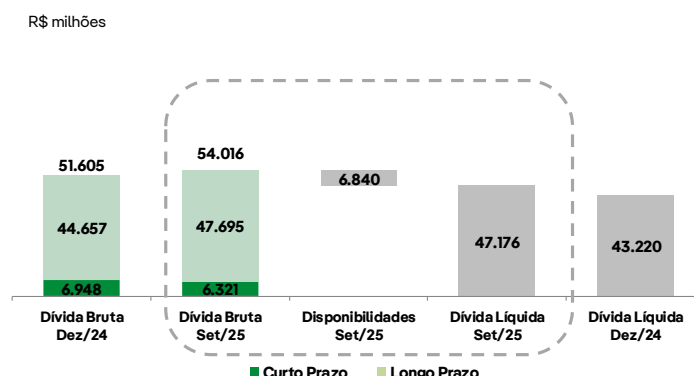
5.2. Geração e Clientes

Os investimentos realizados em Geração e Clientes somaram R\$ 161 milhões no 9M25, destinados, principalmente, para manutenção dos parques eólicos e das hidrelétricas.

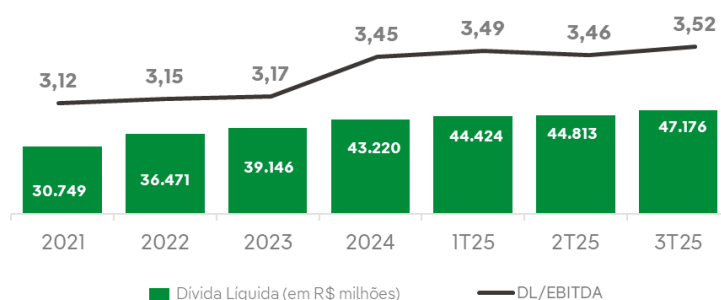
6. ENDIVIDAMENTO

6.1. Posição de Dívida e Alavancagem Financeira

Em setembro de 2025, a dívida líquida do consolidado da Neoenergia, incluindo caixa, equivalentes de caixa e títulos e valores mobiliários atingiu R\$ 47.176 milhões (dívida bruta de R\$ 54.016 milhões), apresentando um crescimento de 9% (R\$ 3.956 milhões) em relação a dezembro de 2024, explicado principalmente pela execução de Capex dos projetos de redes. Em relação a segregação do saldo devedor, a Neoenergia possui 88% da dívida contabilizada no longo prazo e 12% no curto prazo.



O indicador financeiro Dívida total líquida/EBITDA passou de 3,45x em dezembro de 2024 para 3,52x em setembro de 2025. A dívida líquida foi temporariamente impactada pela elevação dos ativos tarifários decorrentes de subvenções aprovadas e implementadas após os reajustes tarifários das distribuidoras do Nordeste da Neoenergia, que serão compensados a partir dos reajustes de 2026.



6.2. Cronograma de amortização das dívidas

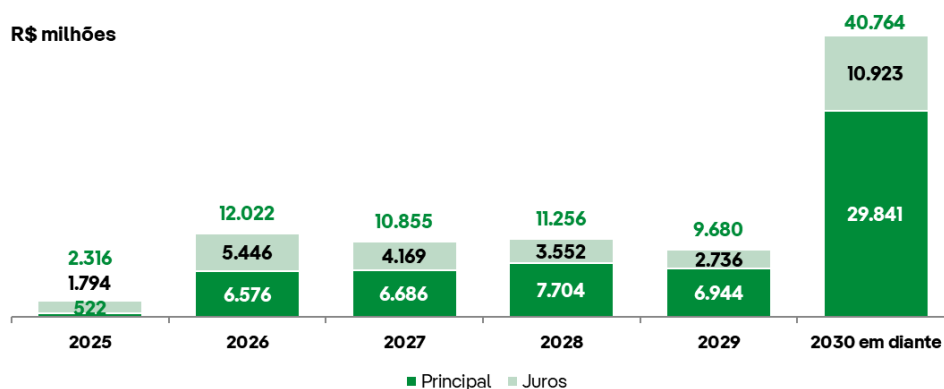
A Companhia busca alinhar a estrutura de sua dívida em consonância com o ciclo financeiro de seus negócios, observando as peculiaridades de cada empresa e as características de suas concessões e autorizações. Visando eficiência por meio da redução do custo da dívida e do alongamento de seu perfil de amortização, a Companhia executa uma gestão ativa de seus passivos financeiros de modo a evitar concentração dos vencimentos de dívida.

Os montantes vincendos nos próximos anos não apresentam concentração em nenhum período específico, estando consistentes com volumes vencidos nos últimos exercícios.

Em 2025, as maiores amortizações são referentes a Neoenergia Coelba no valor estimado de R\$ 136 milhões, da Neoenergia Holding, de R\$ 128 milhões e da Neoenergia Elektro, de R\$ 109 milhões. A soma destes vencimentos equivale a 72% do volume consolidado a amortizar neste período.

Em 2026, as maiores concentrações de pagamento de dívida são referentes a Neoenergia Coelba, no valor estimado de R\$ 2.018 milhões, da Neoenergia Pernambuco, de R\$ 1.007 milhões, da Neoenergia Elektro, de R\$ 870 milhões, e da Neoenergia Brasília, de R\$ 650 milhões. A soma dos vencimentos dessas distribuidoras equivale a 69% do volume consolidado a amortizar neste período.

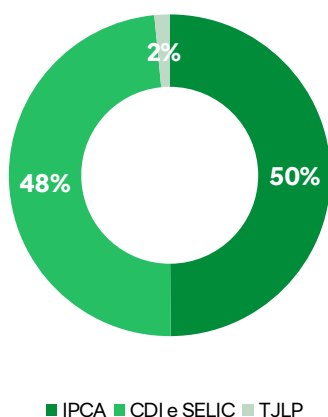
O prazo médio do endividamento da Neoenergia em setembro de 2025 foi de 5,74 anos (vs. 6,30 anos em dezembro de 2024). O gráfico abaixo apresenta o cronograma de vencimentos de principal e juros da dívida, utilizando as curvas *forward* de mercado para os indexadores e moedas atrelados ao endividamento vigente ao final do 3T25.



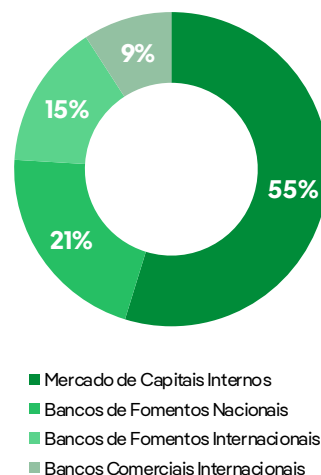
6.3. Perfil Dívida

Os gráficos abaixo apresentam o saldo de dívidas segregado por fonte de captação e por indexador. O custo médio da dívida consolidado em setembro de 2025 foi de 12,1% (vs. 10,8% em dezembro de 2024).

DÍVIDA LÍQUIDA POR INDEXADOR (pós swap)



DÍVIDA POR FUNDING



No 3T25 captamos um total de R\$ 3.661 milhões. Destacamos as seguintes linhas de desembolso de dívida:

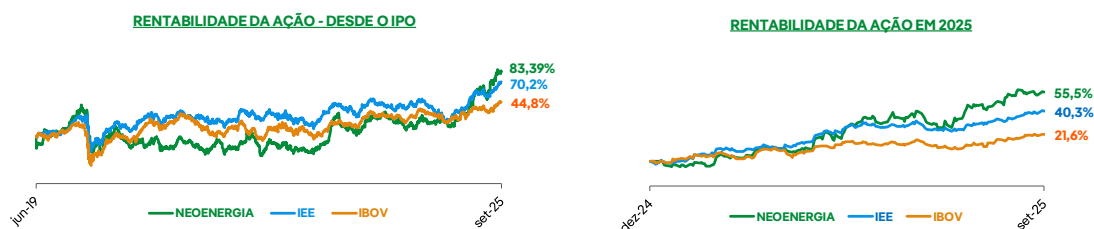
- Desembolso de financiamento do BEI para Neoenergia Coelba no montante de R\$ 1.948 milhões e prazo de 10 anos;
- Liberação da 15ª Emissão de Debêntures da Neoenergia Pernambuco e da 16ª Emissão de Debêntures da Neoenergia Elektro, nos valores de R\$ 600 milhões cada e prazo de até 15 anos;
- Liberação de linha 4131 junto ao Santander para Neoenergia Alto Paranaíba no montante de R\$ 300 milhões e prazo de 1 ano;
- Desembolso de financiamento do BNB para Neoenergia Alto Paranaíba, no valor de R\$ 105 milhões e prazo de 20 anos;
- Liberação do financiamento do BNDES para Neoenergia Guanabara, no valor de R\$ 58 milhões e prazo de 24 anos;
- Desembolso de financiamento do BNDES para Neoenergia Morro do Chapéu, no valor de R\$ 50 milhões e prazo de 24 anos.

7. RATING

Em 25 de março de 2025, a Standard & Poor's – S&P reafirmou o rating da Neoenergia e suas distribuidoras em “BB” na Escala Global e ‘brAAA’ na Escala Nacional Brasil, limitadas ao rating soberano.

8. MERCADO DE CAPITALIS

Em 30 de setembro de 2025, o valor de mercado da Companhia era de R\$ 34,84 bilhões com as ações (NEOE3) cotadas a R\$ 28,70. No acumulado de 2025, as ações apresentaram valorização de 55,5%, conforme demonstrado nos gráficos abaixo:



Abaixo, quadro com valores de cotação da ação e valor de mercado:

Mercado de capitais	IPO	3T25
Quantidade de ações (mil)	1.213.797.248	1.213.797.248
Valor da ação	15,65	28,70
Valor de mercado ¹ (R\$ milhões)	18.996	34.836

¹Valor de mercado = quantidade de ação x valor da ação

9. ESG

A Neoenergia adota uma estratégia de Sustentabilidade integrada ao seu modelo de negócios, reforçando seu compromisso com o desenvolvimento sustentável. Para consolidar essa atuação, a companhia estabeleceu 30 metas de sustentabilidade com compromissos assumidos para 2025 e 2030. Trimestralmente, essas metas são acompanhadas e divulgadas, garantindo transparência e engajamento contínuo. As metas foram aprovadas pelo Conselho de Administração e estão alinhadas aos temas prioritários identificados pelos principais grupos de interesse da empresa. Na tabela a seguir, são apresentados os resultados alcançados no 9M25:

	Metas ESG	Parâmetros	9M25 Real	2025 Meta	2030 Meta
E	Emissões	Emissões de gCO ₂ /kWh na geração (escopo 1)	3	36	20
	Digitalização de redes	% redes de Alta Tensão e Média Tensão digitalizadas	82%	83%	90%
	Eletificação da frota	% de veículos leves próprios eletrificados na frota Neoenergia	17%	13%	50%
	Frota de veículos leves sustentável	% sobre a frota total de veículos leves (flex, híbrido ou elétrico)	100%	99%	100%
	Capacidade instalada de água de reuso	Milhões de litros	8,3	7,5	10
	Avaliação de Biodiversidade	% ativos com avaliação de biodiversidade e plano de impacto positivo	4%	20%	100%
S	Mulheres em posições relevantes	% de mulheres nas posições de Diretoria e Superintendência	33%	31%	35%
	Mulheres em postos de liderança	% de mulheres em postos de liderança nas posições de Diretoria, Superintendência e Gerência	32%	33%	40%
	Mulheres formadas eletricistas	% de mulheres formadas nas escolas de eletricistas	32%	30%	35%
	Mulheres em postos de eletricista	% de mulheres em postos de eletricistas	10%	9%	12%
	Diversidade racial	% de pretos e pardos nas posições de Diretoria, Superintendência, Gerência e Supervisão	30%	35%	40%
	Voluntariado corporativo	Nº de voluntários (colaboradores e acompanhantes)	1.680	3.700	4.700
	Segurança (ISO 45001)	% colaboradores próprios lotados em sites certificados pela ISO 45001	57%	50%	60%
	Segurança	Número de acidentes de trabalho com e sem afastamento (equipe própria)	0,44	<0,43	<0,39
	Formação	Média de horas para formação de colaboradores e de profissionais das comunidades onde atuamos	86	67	70
	Cientes digitais	% de transações digitais / (Transações humanas + Transações digitais)	94,7%	95,1%	95,1%
	Inclusão e diversidade para atendimento ao cliente	Número de soluções implementadas	21	22	NA
	Beneficiários do Instituto Neoenergia	Beneficiários anuais dos programas (mil)	2135	280	412
	Qualidade de fornecimento	Duração Equivalente das Interrupções por unidade consumidora	8,49	9,29	8,44
	Compras de fornecedores locais	% do volume faturado de compras com fornecedores locais	100%	>90%	>90%
	Compras de fornecedores sustentáveis	% de fornecedores relevantes classificados como sustentáveis	87%	>80%	>85%
	Procedimento de Due Diligence de Direitos Humanos	Revisão contínua	✓	✓	✓
	Processo formal de engajamento das Partes Interessadas	Ampliar o engajamento das partes interessadas por meio de mecanismos e canais diversos	✓	✓	✓
	Avaliações de cibersegurança	Número de avaliações anuais ou verificações externas	291	316	316
G	Treinamentos em cibersegurança	Número de horas anuais de treinamento em cibersegurança e proteção das informações	10.633	11.500	13.100
	Remuneração variável ESG	% da remuneração variável para incentivo de longo prazo atrelada a ESG	30%	30%	33%
	Práticas de Governança Corporativa	Manter as melhores práticas de governança	✓	✓	✓
	Certificação externa independente ou validação do sistema de Compliance	Obter/manter (anualmente)	✓	✓	✓
F	Framework de financiamento verde	Revisão anual e atualização (se aplicável)	✓	✓	✓
	Financiamento ESG	% novos contratos financeiros no triênio de 2023/2025 e 2026/2030 com classificação ESG/verde (com taxonomia europeia)	85%	>60%	>75%

As práticas sustentáveis da Neoenergia a destacam em importantes índices e ratings de sustentabilidade. A companhia integra a carteira do FTSE4Good Index Series e dos índices ISE B3 (Índice de Sustentabilidade Empresarial) e IDIVERSA B3. Além disso, está presente no The Sustainability Yearbook, da S&P. A Neoenergia também se destaca no CDP, e passou a integrar a A List, com score A em Mudanças Climáticas e B em Segurança Hídrica. Recentemente, foi

reconhecida como uma das líderes mundiais em sustentabilidade, ocupando a 42ª posição no ranking Carbon Clean 200, sendo a 3ª colocada do Brasil e do setor a nível global. A Neoenergia Coelba, subsidiária da Neoenergia, ficou na 140ª posição no ranking global, sendo a 6ª entre as empresas brasileiras e a 11ª no setor.

Destaques do trimestre:

A Neoenergia foi reconhecida com o Prêmio ANEFAC “Boas Práticas ESG 2025”, na categoria Jornada Transformadora. Concedida pela Associação Nacional dos Executivos de Finanças, Administração e Contabilidade (ANEFAC), a premiação destaca empresas que adotam práticas inovadoras, mensuráveis e com resultados sustentáveis, capazes de gerar valor para a sociedade e o meio ambiente.

A empresa também foi classificada pelo jornal Valor Econômico entre as 25 maiores empresas do Brasil, subindo duas posições em relação ao ano anterior — de 27º para 25º lugar. Este é o segundo ano consecutivo em que a companhia se mantém como a líder absoluta do setor elétrico no ranking, reforçando sua relevância e solidez no mercado nacional.

No setor elétrico, a Neoenergia bateu recorde ao conquistar oito troféus no Prêmio Abradee 2025. A Neoenergia Cosern foi eleita, pela segunda vez, a melhor distribuidora do Brasil e, pela sétima vez, a melhor do Nordeste. Já a Neoenergia Elektro foi reconhecida como a melhor concessionária do Sudeste. Em um feito inédito para o setor elétrico do Distrito Federal, a Neoenergia Brasília conquistou o primeiro lugar na categoria Evolução do Desempenho.

Na temática da diversidade, a empresa aderiu ao Fórum de Empresas e Direitos LGBTI+. O evento de assinatura da carta de adesão contou com a presença do CEO da Neoenergia, Eduardo Capelastegui, representantes do grupo de afinidade LGBTI+ e do Fórum de Diversidade da Neoenergia.

Reforçando sua estratégia em energia renovável, a Neoenergia firmou um novo contrato de autoprodução com a Nexus Ligas, principal produtora de ligas de manganês do Brasil. A empresa se torna sócia na unidade geradora eólica Canoas 3, do complexo eólico Neoenergia Chafariz, localizado na Paraíba. O contrato, na modalidade de autoprodução, terá validade de 10 anos e assegura à Nexus o acesso a 15 MWm de energia renovável.

Outra parceria firmada foi com a Ambev, que passou a ter participação em três usinas do Complexo Eólico Neoenergia Oitis, nos estados do Piauí e da Bahia. O contrato de venda de energia renovável, na modalidade de autoprodução por equiparação, garante acesso a 55 MWm até 2033, provenientes das usinas Oitis 3, 5 e 7.

Promovendo mais um passo importante rumo à transição energética no Brasil, a empresa recebeu da Agência Estadual de Meio Ambiente de Pernambuco (CPRH) a Licença Prévia (LP) para o projeto Noronha Verde, iniciativa que visa descarbonizar a matriz energética de Fernando de Noronha por meio da ampliação da geração de energia renovável.

Reafirmando seu compromisso com uma transição energética justa, sustentável e inovadora, a Neoenergia, por meio do Programa de Eficiência Energética (PEE), regulado pela ANEEL, tem promovido o uso consciente da energia elétrica, gerando impactos positivos em todo o país. A Neoenergia Brasília lançou um pacote de ações de eficiência energética na Força Aérea Brasileira (FAB), com destaque para a inauguração de duas usinas solares, instalação de luminárias LED nas vias internas e substituição de mais de 13 mil lâmpadas convencionais por modelos de alta eficiência. Com investimento total de R\$ 3,7 milhões do PEE, as ações devem gerar economia anual de R\$ 1,17 milhão aos cofres públicos. As usinas entregues somam 1,7 GWh/ano em geração de energia, suficiente para abastecer mais de 1.200 residências, e representam economia de R\$ 680 mil ao ano.

Reforçando seu compromisso com a sustentabilidade no esporte olímpico, a empresa renovou a parceria com o Comitê Olímpico do Brasil (COB) até 2028. A Neoenergia fornecerá energia 100% renovável para o Centro de Treinamento do

Time Brasil, no Rio de Janeiro, permitindo ao COB zerar as emissões de escopo 2 (relacionadas ao consumo de energia elétrica) e economizar cerca de R\$ 4,5 milhões, além de uma redução de mais de 360 toneladas de CO₂.

10. OUTROS TEMAS

10.1. Clientes Baixa Renda

	3T25						3T24					
Nº de Consumidores Residenciais (milhares)	Consolidado	Neoenergia Coelba	Neoenergia Pernambuco	Neoenergia Cosern	Neoenergia Elektro	Neoenergia Brasília	Consolidado	Neoenergia Coelba	Neoenergia Pernambuco	Neoenergia Cosern	Neoenergia Elektro	Neoenergia Brasília
Convencional	10.955	4.044	2.570	1.016	2.371	953	10.859	4.113	2.483	1.010	2.304	949
Baixa Renda	4.163	2.135	1.233	423	256	116	3.906	1.905	1.226	400	276	100
Total	15.118	6.179	3.804	1.439	2.627	1.069	14.766	6.018	3.709	1.410	2.580	1.049

10.2. Reajuste Neoenergia Elektro

Em 19 de agosto de 2025, a Aneel aprovou o reajuste tarifário da Neoenergia Elektro, com efeito médio para o consumidor de 11,88%, aplicado a partir de 27 de agosto de 2025.

A variação da Parcela A foi de 12,83%, totalizando R\$ 7.266 milhões, impactada principalmente pelo aumento de 28,26% nos encargos setoriais. O preço médio de repasse dos contratos de compra de energia foi definido em R\$ 252,83/MWh. Já a variação da Parcela B foi de 1,30% (R\$ 3.107 milhões), reflexo da inflação acumulada (IGP-M) desde o último reajuste, de 2,96%, deduzida do Fator X, de 1,67%.

10.3. Reajuste Neoenergia Brasília

Em 14 de outubro de 2025, a Aneel aprovou o reajuste tarifário da Neoenergia Brasília com efeito médio para o consumidor de 11,65%, aplicado a partir de 22 de outubro de 2025.

A variação da Parcela A foi de 9,8%, totalizando R\$ 3.190,3 milhões, impactada principalmente pelo aumento de 27,4% nos encargos setoriais, pelo aumento de 7,8% nos custos com transmissão e pelo aumento de 1,0% nos custos de compra de energia. O preço médio de repasse dos contratos de compra de energia foi definido em R\$ 288,82/MWh. Já a variação da Parcela B foi de 8,3%, reflexo da inflação acumulada no período (IPCA) de 5,24%, deduzido do Fator X de -1,59%, bem como das variações das Outras Receitas e Receitas de Ultrapassagens de Demanda e Reativos auferidas no período, resultando no valor da Parcela B de R\$ 721,5 milhões.

10.4. Prorrogação da Concessão Neoenergia Pernambuco

Em 17 de setembro de 2025 foi assinado o Termo Aditivo da Prorrogação da Concessão da Neoenergia Pernambuco, sem qualquer onerosidade, por um período de 30 anos com vigência de 30 de março de 2030 até 30 de março de 2060.

Esta prorrogação está alinhada com a estratégia de investimento em redes de distribuição pela Neoenergia, assegurando qualidade no serviço para seus clientes e rentabilidade para seus acionistas.

10.5. Closing da venda de participação da LT Itabapoana

Em agosto de 2025 a Neoenergia anunciou o *closing* da venda de 50% da linha de transmissão de Itabapoana para o fundo de investimento do Unique Power, integralmente detido pelo GIC, com *equity value* de R\$ 127,5 milhões (data base 30/09/24).

Essa é a primeira operação realizada após a assinatura do acordo de desenvolvimento firmado entre a Neoenergia e o GIC em 25/04/23, que concedeu ao GIC o direito de primeira oferta em relação à potencial venda futura de 50% de participação nos ativos de transmissão em construção, e reforça a estratégia de rotação de ativos da Neoenergia com foco na otimização de portfólio com geração de valor, seguindo a disciplina de capital.

10.6. Aumento de participação na UHE Corumbá

Em 3 de outubro de 2025 a Neoenergia Renováveis, subsidiária da Neoenergia, arrematou o lote D do Leilão Especial para alienação das ações de propriedade da CELGPAR, que compreende 37,5% do capital social total da ECIII, detentora de 40% do Consórcio Empreendedor Corumbá III, que opera a UHE Corumbá, situada em Goiás, com capacidade instalada de 96,5 MW.

Atualmente a Neoenergia Renováveis possui 70% de participação na UHE Corumbá (25% do capital social total da ECIII e de 60% do Consórcio Empreendedor Corumbá III), e, após o *closing* da operação, passará a deter 85% de participação na UHE Corumbá.

O valor da operação é de R\$ 92 milhões, sujeito à atualização pelo IPCA desde a data base de 31 de dezembro de 2023 até a data de liquidação do lote D do leilão, além de eventuais outros ajustes usuais para esse tipo de operação. O fechamento da operação está condicionado ao cumprimento de determinadas condições precedentes usuais a esse tipo de transação, dentre as quais, o não exercício do direito de preferência por parte da Companhia Energética de Brasília - CEB, que detém a participação remanescente na ECIII.

11. NOTA DE CONCILIAÇÃO

A Neoenergia apresenta os resultados do 3T25 e 9M25 a partir de análises gerenciais que a Administração entende traduzir da melhor forma o negócio da companhia, conciliada com os padrões internacionais de demonstrações financeiras intermediárias (International Financial Reporting Standards – IFRS).

Memória de Cálculo (CONSOLIDADO)	Ano atual		Ano anterior		Correspondência nas Notas Explicativas
	3T25	9M25	3T24	9M24	
(+) Receita líquida	13.485	38.626	12.257	35.363	Demonstrações de resultado
(-) Valor de reposição estimado da concessão	(276)	(1.382)	(211)	(922)	Nota 5
(-) Outras receitas	(255)	(753)	(251)	(724)	Nota 5
(+) Ganho/perda na RAP	(12)	41	(5)	(12)	Nota 5.3
(+) Penalidades contratuais e regulatórias	(17)	(78)	0	0	Nota 5.3
(+) Receita de operação e manutenção	46	131	36	119	Nota 5.3
(+) Operações fotovoltaicas	0	0	0	1	Nota 5.3
(+) Outras receitas - Outras receitas	1	6	7	11	Nota 5.3
= RECEITA Operacional Líquida	12.972	36.591	11.833	33.836	
(+) Custos com energia elétrica	(6.139)	(16.425)	(5.410)	(15.022)	Demonstrações de resultado
(+) Combustível para produção de energia	(25)	(82)	(13)	(181)	Nota 8
(+) Custos de construção	(2.524)	(7.548)	(2.488)	(6.650)	Demonstrações de resultado
(+) Operações fotovoltaicas	(4)	(5)	(3)	(7)	Nota 8
= Custo com Energia	(8.692)	(24.060)	(7.914)	(21.860)	
(+) Valor de reposição estimado da concessão	276	1.382	211	922	Nota 5
= MARGEM BRUTA	4.556	13.913	4.130	12.898	
(+) Custos de operação	(1.394)	(4.168)	(1.331)	(4.136)	Demonstrações de resultado
(+) Despesas com vendas	(90)	(274)	(79)	(197)	Demonstrações de resultado
(+) Outras receitas/despesas gerais e administrativas	(593)	(1.755)	(545)	(1.652)	Demonstrações de resultado
(-) Combustível para produção de energia	25	82	13	181	Nota 8
(-) Operações fotovoltaicas	4	5	3	7	Nota 8
(-) Depreciação	729	2.213	701	2.081	Nota 8
(+) Outras receitas	255	753	251	724	Nota 5
(-) Ganho/perda na RAP	12	(41)	5	12	Nota 5.3
(-) Penalidades contratuais e regulatórias	17	78	0	0	Nota 5.3
(-) Receita de operação e manutenção	(46)	(131)	(36)	(119)	Nota 5.3
(-) Operações fotovoltaicas	0	0	0	(1)	Nota 5.3
(-) Outras receitas - Outras receitas	(1)	(6)	(7)	(11)	Nota 5.3
= Despesa Operacional (PMSO)	(1.082)	(3.244)	(1.025)	(3.111)	
(+) PECLD	(117)	(415)	(123)	(420)	Demonstrações de resultado
(+) Equivalência Patrimonial / (-) Ajuste valor justo - investimento	31	62	(19)	73	Demonstrações de resultado
EBITDA	3.388	10.316	2.963	9.440	
(+) Depreciação e Amortização	(729)	(2.213)	(701)	(2.081)	Demonstrações de resultado e Nota 8
(+) Resultado Financeiro	(1.512)	(4.448)	(1.135)	(3.615)	Demonstrações de resultado
(+) IR/CS	(217)	(79)	(280)	(922)	Demonstrações de resultado
(+) Minoritário	(6)	(20)	(6)	(39)	Demonstrações de resultado
LUCRO LÍQUIDO	924	3.556	841	2.783	Demonstrações de resultado

ANEXO I – DREs Gerenciais por Negócio

(data base 30/09/2025):

DRE (R\$ MM)	REDES								GERAÇÃO E CLIENTES								OUTROS							
	3T25	3T24	Variação		9M25	9M24	Variação		3T25	3T24	Variação		9M25	9M24	Variação		3T25	3T24	Variação		9M25	9M24	Variação	
			R\$	%			R\$	%			R\$	%			R\$	%			R\$	%			R\$	%
MARGEM BRUTA	4.032	3.621	411	11%	12.575	11.321	1.254	11%	538	524	14	3%	1.377	1.601	(224)	(14%)	(14)	(15)	1	(7%)	(39)	(24)	(15)	63%
Despesa Operacional	(899)	(827)	(72)	9%	(2.657)	(2.525)	(132)	5%	(125)	(144)	19	(13%)	(397)	(398)	1	(0%)	(58)	(54)	(4)	7%	(190)	(188)	(2)	1%
PECLD	(116)	(125)	9	(7%)	(414)	(421)	7	(2%)	(1)	2	(3)	N/A	(1)	1	(2)	N/A	-	-	-	-	-	-	-	-
(+) Eq. Patrimonial / Operações Corporativas	43	(23)	66	N/A	46	63	(17)	(27%)	(18)	4	(22)	N/A	11	10	1	10%	6	-	6	-	5	-	5	-
EBITDA	3.060	2.645	415	16%	9.550	8.438	1.112	13%	394	386	8	2%	990	1.214	(224)	(18%)	(66)	(68)	2	(3%)	(224)	(212)	(12)	6%
Depreciação	(583)	(530)	(53)	10%	(1.716)	(1.544)	(172)	11%	(88)	(110)	22	(20%)	(322)	(354)	32	(9%)	(58)	(61)	3	(5%)	(175)	(183)	8	(4%)
Resultado Financeiro	(1.484)	(1.107)	(377)	34%	(4.288)	(3.374)	(914)	27%	(7)	(32)	25	(78%)	(93)	(144)	51	(35%)	(21)	4	(25)	N/A	(67)	(97)	30	(31%)
IR CS	(174)	(247)	73	(30%)	22	(812)	834	N/A	(50)	(41)	(9)	22%	(123)	(133)	10	(8%)	7	8	(1)	(13%)	22	23	(1)	(4%)
Eliminações (Part. Minoritária)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(6)	(6)	-	-	(20)	(39)	19	(49%)
LUCRO LÍQUIDO	819	761	58	8%	3.568	2.708	860	32%	249	203	46	23%	452	583	(131)	(22%)	(144)	(123)	(21)	17%	(464)	(508)	44	(9%)

ANEXO II – Balanço Patrimonial por Negócio

(data base 30/09/2025):

BALANÇO PATRIMONIAL - R\$ Milhões	Redes			Geração e Clientes					Outros	Consolidado
	Distribuição	Transmissão	Total Redes	Geração eólica	Geração hidráulica	Geração a gás	Comercialização e serviços	Total Geração e Clientes	Total	
ATIVO CIRCULANTE										
Caixa e equivalentes de caixa	2.898	682	3.580	1.191	380	127	111	1.809	654	6.043
Contas a receber de clientes e outros	9.697	91	9.788	125	37	21	174	357	-	10.145
Títulos e valores mobiliários	247	19	266	2	-	-	-	2	-	268
Instrumentos financeiros derivativos	122	10	132	-	-	-	2	2	-	134
Concessão do serviço público (ativo contratual)	-	1.375	1.375	-	-	-	-	-	-	1.375
Ativos não circulantes mantidos para a venda	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Outros ativos circulantes	2.571	229	2.800	38	39	59	32	168	279	3.247
TOTAL DO CIRCULANTE	15.834	2.406	18.240	1.356	456	207	319	2.338	933	21.511
NÃO CIRCULANTE										
Contas a receber de clientes e outros	437	-	437	-	-	-	15	15	-	452
Títulos e valores mobiliários	94	18	112	401	14	-	2	417	-	529
Instrumentos financeiros derivativos	234	-	234	4	-	-	-	4	73	311
Concessão do serviço público (ativo financeiro)	31.271	-	31.271	-	-	-	-	-	-	31.271
Concessão do serviço público (ativo contratual)	5.929	16.789	22.718	-	-	-	-	-	-	22.718
Investimentos em controladas, coligadas e joint ventures	-	1.103	1.103	-	867	-	8	875	-	1.978
Direito de uso	156	1	157	39	2	3	2	46	2	205
Imobilizado	-	29	29	7.643	1.676	910	21	10.250	52	10.331
Intangível	15.643	12	15.655	109	1.903	1	41	2.054	2	17.711
Outros ativos não circulantes	4.870	997	5.867	288	34	130	77	529	76	6.472
TOTAL DO NÃO CIRCULANTE	58.634	18.949	77.583	8.484	4.496	1.044	166	14.190	205	91.978
ATIVO TOTAL	74.468	21.355	95.823	9.840	4.952	1.251	485	16.528	1.138	113.489
PASSIVO CIRCULANTE										
Fornecedores, contas a pagar a empreiteiros e contratos de convênio	3.578	256	3.834	84	18	19	72	193	149	4.176
Empréstimos e financiamentos	4.828	699	5.527	249	37	-	16	302	293	6.122
Instrumentos financeiros derivativos	211	2	213	-	-	-	4	4	116	333
Passivo financeiro setorial (Parcela A e outros)	559	-	559	-	-	-	-	-	-	559
Outros passivos circulantes	5.716	1.127	6.843	743	245	71	183	1.242	1.795	6.290
TOTAL DO CIRCULANTE	14.892	2.084	16.976	1.076	300	90	275	1.741	1.237	17.480
NÃO CIRCULANTE										
Fornecedores, contas a pagar a empreiteiros e contratos de convênio	217	-	217	-	-	-	-	-	-	217
Empréstimos e financiamentos	33.461	6.155	39.616	2.997	151	-	39	3.187	4.388	47.191
Instrumentos financeiros derivativos	468	11	479	-	-	-	1	1	335	815
Passivo financeiro setorial (Parcela A e outros)	1.299	-	1.299	-	-	-	-	-	-	1.299
Outros passivos não circulantes	6.028	2.821	8.849	424	772	43	27	1.266	40	10.155
TOTAL DO NÃO CIRCULANTE	41.473	8.987	50.460	3.421	923	43	67	4.454	4.763	59.677
TOTAL DO PASSIVO	56.365	11.071	67.436	4.497	1.223	133	342	6.195	3.526	77.157
PATRIMÔNIO LÍQUIDO										
Atribuído aos acionistas controladores	18.008	10.259	28.267	5.323	3.729	1.118	143	10.313	(2.388)	36.192
Atribuído aos acionistas não controladores	95	25	120	20	-	-	-	20	0	140
PATRIMÔNIO LÍQUIDO TOTAL	18.103	10.284	28.387	5.343	3.729	1.118	143	10.333	(2.388)	36.332
TOTAL DO PASSIVO E DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO	74.468	21.355	95.823	9.840	4.952	1.251	485	16.528	1.138	113.489
DÍVIDA										
Dívida Bruta										
Ativo										
CIRCULANTE										
Caixa e equivalentes de caixa	2.898	682	3.580	1.191	380	127	111	1.809	654	6.043
Títulos e valores mobiliários	247	19	266	2	-	-	-	2	-	268
Instrumentos financeiros derivativos	122	10	132	-	-	-	2	2	-	134
NÃO CIRCULANTE										
Títulos e valores mobiliários	94	18	112	401	14	-	2	417	-	529
Instrumentos financeiros derivativos	234	-	234	4	-	-	-	4	73	311
PASSIVO										
CIRCULANTE										
Empréstimos e financiamentos	4.828	699	5.527	249	37	-	16	302	293	6.122
Instrumentos financeiros derivativos	211	2	213	-	-	-	4	4	116	333
NÃO CIRCULANTE										
Empréstimos e financiamentos	33.461	6.155	39.616	2.997	151	-	39	3.187	4.388	47.191
Instrumentos financeiros derivativos	468	11	479	-	-	-	1	1	335	815
Dívida Bruta Total	38.612	6.857	45.469	3.242	188	-	58	3.488	5.059	54.016
Dívida Líquida Total	35.373	6.138	41.511	1.648	-	127	55	1.260	4.405	47.176

ANEXO III – Fluxo de Caixa Consolidado

(data base 30/09/2025):

FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES OPERACIONAIS - R\$ Milhões	9M25	9M24
Lucro Líquido do Período/Exercício	3.576	2.822
Ajustado por:		
Depreciação e amortização	2.259	2.122
Baixa de ativos não circulantes	116	131
Equivalência Patrimonial	1	(32)
Ajuste a valor justo/valor recuperável - <i>Impairment</i>	(63)	(41)
Tributos sobre o lucro	79	922
Resultado financeiro, líquido	4.448	3.615
Valor de reposição estimado da concessão	(1.382)	(922)
Alterações no capital de giro:		
Contas a receber de clientes e outros	(203)	102
Concessão do serviço público (Ativo contratual - Transmissão)	(3.649)	(3.821)
Fornecedores, contas a pagar de empreiteiros e contratos de convênio	17	(389)
Salários, benefícios a empregados e encargos a pagar, líquidos	(160)	(159)
Ativos e passivos financeiros setoriais, líquidos (Parcela A e outros)	(979)	640
Outros tributos a recuperar (recolher) e encargos setoriais, líquidos	93	185
Provisões, líquidas dos depósitos judiciais	(184)	(343)
Outros ativos e passivos, líquidos	(33)	(684)
Caixa gerado nas operações	3.936	4.148
Dividendos e juros sobre o capital próprio recebidos	85	102
Encargos de dívidas pagos	(2.546)	(2.218)
Instrumentos derivativos pagos, líquidos	(859)	(835)
Rendimento de aplicação financeira	657	661
Pagamento de juros – Arrendamentos	(24)	(21)
Tributos sobre o lucro pagos	(271)	(260)
Caixa gerado pelas atividades operacionais	978	1.577
Fluxo de caixa das atividades de investimentos		
Aquisição de imobilizado e intangível	(182)	(141)
Aumento de capital em investidas	(3)	(81)
Redução de capital em investidas	-	93
Concessão serviço público (Ativo contratual – Distribuição)	(5.087)	(3.806)
Aplicação de títulos e valores mobiliários	(1.024)	(627)
Resgate de títulos e valores mobiliários	938	605
Alienação Controlada - Geração Céu Azul S.A.	1.050	-
Alienação de participação acionária - Neoenergia Itabapoana (nota 15.3)	115	-
Caixa consumido nas atividades de investimentos	(4.193)	(3.957)
Fluxo de caixa das atividades de financiamentos		
Captação de empréstimos e financiamentos	6.915	9.799
Pagamento dos custos de captação	(235)	(143)
Pagamento de principal dos empréstimos e financiamentos	(6.039)	(7.174)
Depósitos em garantias	(36)	(35)
Obrigações vinculadas as concessões	203	234
Pagamento de principal – Arrendamentos	(56)	(40)
Instrumentos derivativos recebidos (pagos), líquidos	760	201
Oferta pública de aquisição de ações da Neoenergia Cosern	-	(157)
Remuneração paga aos acionistas não controladores	(2)	(35)
Alienação de participação societária em controladas	23	-
Recompra de ações em tesouraria	(5)	-
Caixa gerado nas atividades de financiamentos	1.528	2.650
Aumento (redução) de caixa e equivalentes de caixa no período	(1.687)	270
Caixa e equivalentes de caixa no início do período	7.730	7.448
Caixa e equivalentes de caixa no final do período	6.043	7.718



DISCLAIMER

Esse documento foi preparado pela NEOENERGIA S.A. visando indicar a situação geral e o andamento dos negócios da Companhia. O documento é propriedade da NEOENERGIA e não deverá ser utilizado para qualquer outro propósito sem a prévia autorização escrita da NEOENERGIA.

A informação contida neste documento reflete as atuais condições e nosso ponto de vista até esta data, estando sujeitas a alterações. O documento contém declarações que apresentam expectativas e projeções da NEOENERGIA sobre eventos futuros. Estas expectativas envolvem vários riscos e incertezas, podendo, desta forma, haver resultados ou consequências diferentes daqueles aqui discutidos e antecipados, não podendo a Companhia garantir a sua realização.

Todas as informações relevantes, ocorridas no período e utilizadas pela Administração na gestão da Companhia, estão evidenciadas neste documento e na Informação Demonstrações Financeiras.

Demais informações sobre a empresa podem ser obtidas no Formulário de Referência, disponível no site da CVM e no site de Relações com Investidores do Grupo Neoenergia (ri.neoenergia.com)

HIGHLIGHTS (R\$ MN) 3Q25	3Q25	3Q24	Δ %	9M25	9M24	Δ %
Net Operating Revenue	12,972	11,833	10%	36,591	33,836	8%
Gross Margin	4,556	4,130	10%	13,913	12,898	8%
Operating Expenses	(1,082)	(1,025)	6%	(3,244)	(3,111)	4%
EBITDA	3,388	2,963	14%	10,316	9,440	9%
Financial Income (Loss)	(1,512)	(1,135)	33%	(4,448)	(3,615)	23%
Profit assigned to controlling shareholders	924	841	10%	3,556	2,783	28%
Financial Asset (Concession)	276	211	31%	1,382	922	50%
IFRS 15 + Corporate Operations	308	267	15%	754	785	(4%)
Cash EBITDA	2,804	2,485	13%	8,180	7,733	6%

OPERATING INDICATORS						
Total Inject Energy (GWh) (SIN + Isolated Systems + DG)	21,283	20,799	2.3%	66,243	64,361	2.9%
Total Distributed Energy (captive + free market + DG)	18,508	18,355	0.8%	57,271	56,349	1.6%
Number of Customers (thousand)	16,917	16,575	2%			

Financial and Operating Highlights:

- Growth of +2.3% of injected energy, including DG, in the 3Q25 and +2.9% in 9M25;
- Operating expenses controlled: +5.6% in the 3Q25 and +4.3% in 9M25;
- Cash EBITDA: R\$ 2.8 billion in the 3Q25 (+13% vs. 3Q24) and R\$ 8.2 billion in 9M25 (+6% vs. 9M24). Highlights include positive adjustments to Parcel B of distributors and controlled expenses;
- Profit: R\$ 924 million in the 3Q25 (+10% vs. 3Q24) and 3.6 billion in 9M25 (+28% vs. 9M24);
- CAPEX of R\$ 7.6 billion in 9M25, of which R\$ 4.8 billion in distribution, resulting in a RAB of R\$ 42.7 billion;
- Signing of the amendment to Neoenergia Pernambuco Concession Contract Extending until March 30, 2060;
- Increase in the stake of the Corumbá HPP from 70% to 85% for R\$ 92 million;
- Tariff adjustments for Neoenergia Elektro, with a variation in Parcel B of +1.30%, applied from August 27, 2025, and for Neoenergia Brasília, with a variation in Parcel B of +8.3%, applied from October 22, 2025.

3Q25 TELECONFERENCE

Tuesday, October 28, 2025

Time: 10:00 (BRT) | 9:00 (ET)

(with simultaneous translation to English)

Access to Webcast: https://tenmeetings.com.br/ten-events/#/webinar?evento=ConferenciadeResultados3T25-Neoenergia_565

SUMMARY

1.	OPERATING PERFORMANCE	3
1.1.	Networks	3
1.2.	Generation and Customers	12
1.2.1.	Renewables	12
1.2.2.	Thermal Plant	14
2.	ECONOMIC-FINANCIAL PERFORMANCE	15
2.1.	Consolidated	15
2.2.	Networks	16
2.3.	Generation and Customers	23
3.	EBITDA	26
4.	FINANCIAL RESULT	26
5.	INVESTMENTS	27
5.1.	Networks	27
5.2.	Generation and Customers	28
6.	INDEBTEDNESS	28
6.1.	Debt situation and Financial Leverage	28
6.2.	Debt amortization schedule	29
6.3.	Debt Profile	30
7.	RATING	30
8.	CAPITAL MARKETS	30
9.	ESG	31
10.	OTHER MATTERS	34
10.1.	Low-Income Customers	34
10.2.	Neoenergia Elektro Adjustment	34
10.3.	Neoenergia Brasília Adjustment	34
10.4.	Neoenergia Pernambuco Concession Extension	35
10.5.	Closing of the sale of stake in the Itabapoana Transmission Line	35
10.6.	Increased stake in Corumbá HPP	35
11.	RECONCILIATION NOTE	35
	ANNEX I – Managerial DREs by Business	37
	ANNEX II – Balance Sheet by Business	38
	ANNEX III – Consolidated Cash Flow	39

1. OPERATING PERFORMANCE

The Neoenergia Group's businesses are presented in a managerial manner in this report, as follows: (i) Networks – distribution and transmission, and (ii) Generation and Customers – wind generation, hydroelectric generation, solar generation, thermal generation, and energy trade.

1.1. Networks

1.1.1. Distributors

1.1.1.1. Number of Consumers

The Neoenergia distributors ended the 3Q25 with 16.9 million active consumers (+2.1% vs. 3Q24), according to the table below:

Number of Consumers (thousand)	3Q25						3Q24						VARIATION					
	Consolidated	Neoenergia Control	Neoenergia Participations	Neoenergia Subsidiaries	Neoenergia Others	Neoenergia Brazil	Consolidated	Neoenergia Control	Neoenergia Participations	Neoenergia Subsidiaries	Neoenergia Others	Neoenergia Brazil	Consolidated	Neoenergia Control	Neoenergia Participations	Neoenergia Subsidiaries	Neoenergia Others	Neoenergia Brazil
Residential	15,118	6,179	3,804	1,439	2,627	1,069	14,766	6,018	3,709	1,410	2,580	1,049	352	160	95	28	47	21
Industrial	38	10	6	2	19	1	38	10	6	2	19	1	0	0	0	0	(0)	(0)
Commercial	1,116	442	227	114	212	120	1,114	442	228	114	211	120	2	0	(0)	1	1	1
Rural	469	173	115	46	126	10	484	181	120	47	126	10	(15)	(8)	(5)	(2)	0	(0)
Other	177	72	35	30	34	6	174	71	34	29	33	7	2	1	0	1	1	(0)
Total	16,917	6,876	4,186	1,630	3,018	1,207	16,578	6,722	4,096	1,602	2,969	1,186	342	154	90	28	49	21

1.1.1.2. Market Evolution

Distributed energy (captive + free + DG) amounted to 18,508 GWh in the 3Q25 (+0.8% vs. 3Q24) and 57,271 GWh in 9M25 (+1.6% vs. 9M24), due to the larger customer base that compensated for the lower temperatures. It is worth noting that as distributors undergo tariff reviews, their reference markets are adjusted to compensate for migrations to distributed generation.

Below are the amounts of distributed energy by distributor, type of customer and market:

Results as of September 30, 2025
Disclosed on October 27, 2025



Distributed Energy (GWh)	Neoenergia Coelba			Neoenergia Pernambuco			Neoenergia Cosern			Neoenergia Elektro			Neoenergia Brasilia			Consolidated		
	3Q25	3Q24	%	3Q25	3Q24	%	3Q25	3Q24	%	3Q25	3Q24	%	3Q25	3Q24	%	3Q25	3Q24	%
Residential	1,860	1,868	(0.5%)	1,339	1,361	(1.6%)	560	569	(1.6%)	1,251	1,252	(0.1%)	638	620	2.8%	5,647	5,671	(0.4%)
Industrial	67	107	(37.4%)	44	78	(43.1%)	21	32	(34.6%)	93	165	(43.7%)	5	13	(62.1%)	230	394	(41.7%)
Commercial	476	607	(21.7%)	303	412	(26.4%)	136	169	(19.1%)	346	431	(19.6%)	270	314	(13.9%)	1,532	1,933	(20.7%)
Rural	728	730	(0.3%)	107	110	(3.1%)	87	94	(6.8%)	188	224	(16.0%)	36	39	(9.1%)	1,145	1,196	(4.3%)
Other	558	598	(6.7%)	326	353	(7.6%)	155	154	0.6%	252	289	(12.7%)	210	281	(25.3%)	1,502	1,675	(10.3%)
Captive Market	3,688	3,910	(5.7%)	2,120	2,314	(8.4%)	959	1,017	(5.7%)	2,130	2,360	(9.8%)	1,159	1,268	(8.6%)	10,056	10,869	(7.5%)
Industrial	1,234	1,180	4.6%	736	719	2.3%	330	304	8.3%	1,978	1,943	1.8%	155	140	10.7%	4,433	4,287	3.4%
Commercial	402	341	17.9%	375	319	17.6%	111	91	21.6%	319	269	18.7%	225	174	29.1%	1,433	1,194	20.0%
Rural	17	13	26.8%	17	14	18.5%	11	1	1510.3%	64	60	6.7%	1	1	5.4%	110	90	22.5%
Other	214	171	25.3%	130	126	3.3%	46	44	6.4%	199	176	13.3%	52	9	465.2%	641	525	22.2%
Supply	0	0	-	59	56	5.3%	0	0	-	0	0	-	47	59	(21.6%)	106	116	(8.4%)
Free Market + Supply	1,867	1,705	9.5%	1,317	1,234	6.7%	498	440	13.3%	2,561	2,448	4.6%	480	384	24.9%	6,724	6,212	8.2%
Residential	304	229	32.7%	212	135	57.0%	155	91	69.9%	124	87	42.4%	44	29	52.5%	839	571	46.8%
Industrial	17	15	11.8%	26	22	21.1%	8	7	21.4%	15	13	23.5%	2	1	67.0%	69	57	20.4%
Commercial	203	172	17.9%	168	125	34.5%	94	68	38.6%	112	82	36.2%	101	74	36.1%	677	521	30.0%
Rural	44	46	(3.4%)	19	16	18.6%	10	8	32.2%	41	34	21.4%	6	5	34.9%	121	108	11.8%
Other	4	3	37.1%	6	4	43.7%	27	2	48.4%	7	6	26.6%	2	2	20.4%	22	17	34.5%
DG Compensation Energy	572	465	23.0%	432	302	42.9%	270	175	54.0%	299	221	35.4%	155	110	40.4%	1,729	1,274	35.6%
Residential	2,164	2,097	3.2%	1,552	1,496	3.7%	715	660	8.2%	1,374	1,339	2.6%	682	649	5.0%	6,487	6,242	3.9%
Industrial	1,318	1,301	1.3%	806	819	(1.5%)	359	343	4.5%	2,087	2,121	(1.6%)	163	155	5.3%	4,732	4,738	(0.1%)
Commercial	1,081	1,121	(3.6%)	847	856	(1.1%)	341	327	4.2%	777	782	(0.6%)	596	562	6.0%	3,642	3,648	(0.2%)
Rural	789	789	(0.0%)	143	140	1.5%	109	102	6.4%	293	317	(7.7%)	43	45	(4.3%)	1,376	1,394	(1.3%)
Other	776	772	0.6%	462	483	(4.3%)	204	199	2.3%	459	470	(2.5%)	265	293	(9.6%)	2,166	2,217	(2.3%)
Supply	0	0	-	59	56	5.3%	0	0	-	0	0	-	47	59	(21.6%)	106	116	(8.4%)
Total Distributed Energy (captive + free market + DG)	6,128	6,080	0.8%	3,869	3,851	0.5%	1,727	1,632	5.8%	4,990	5,029	(0.8%)	1,795	1,764	1.7%	18,508	18,355	0.8%
Distributed Energy (GWh)	Neoenergia Coelba			Neoenergia Pernambuco			Neoenergia Cosern			Neoenergia Elektro			Neoenergia Brasilia			Consolidated		
	9M24	9M24	%	9M24	9M24	%	9M24	9M24	%	9M24	9M24	%	9M24	9M24	%	9M25	9M24	%
Residential	6,012	6,086	(1.2%)	4,387	4,487	(2.2%)	1,803	1,875	(3.9%)	4,141	4,176	(0.9%)	1,919	1,905	0.8%	18,261	18,528	(1.4%)
Industrial	192	366	(47.5%)	143	242	(40.7%)	64	95	(32.7%)	310	568	(45.4%)	11	27	(58.0%)	721	1,298	(44.5%)
Commercial	1,635	2,039	(19.8%)	1,000	1,368	(26.9%)	445	546	(18.5%)	1,225	1,503	(18.5%)	839	1,025	(18.2%)	5,144	6,481	(20.6%)
Rural	1,966	1,851	6.2%	335	328	1.9%	251	263	(4.2%)	569	660	(13.8%)	86	101	(15.0%)	3,207	3,203	0.1%
Other	1,726	1,959	(11.9%)	1,022	1,110	(7.9%)	468	463	1.1%	836	919	(9.1%)	710	925	(23.3%)	4,761	5,375	(11.4%)
Captive Market	11,530	12,300	(6.3%)	6,887	7,534	(8.6%)	3,032	3,242	(6.5%)	7,081	7,827	(9.5%)	3,565	3,982	(10.5%)	32,095	34,885	(8.0%)
Industrial	3,629	3,394	6.9%	2,158	2,079	3.8%	954	877	8.8%	5,816	5,498	5.8%	428	404	6.0%	12,986	12,252	6.0%
Commercial	1,271	1,042	22.0%	1,160	964	20.4%	337	281	20.1%	1,082	873	23.9%	670	526	27.3%	4,520	3,686	22.6%
Rural	52	24	115.8%	48	34	44.0%	32	2	1574.2%	189	169	11.3%	4	4	11.9%	326	233	39.9%
Other	670	405	65.5%	391	348	12.1%	136	130	4.5%	572	456	25.4%	161	10	1574.4%	1,930	1,349	43.0%
Supply	0	0	21.3%	189	172	9.6%	1	1	25.0%	0	0	-	100	117	(14.4%)	291	291	(0.1%)
Free Market + Supply	5,623	4,866	15.6%	3,946	3,596	9.7%	1,460	1,290	13.2%	7,658	6,997	9.4%	1,364	1,061	28.6%	20,051	17,810	12.6%
Residential	931	645	44.3%	635	415	52.9%	447	282	58.8%	395	273	44.8%	119	86	39.1%	2,527	1,701	48.6%
Industrial	52	35	49.2%	75	62	20.2%	23	19	20.0%	48	38	26.8%	7	4	50.0%	204	158	29.3%
Commercial	611	466	31.2%	478	358	33.3%	267	198	34.7%	345	239	44.3%	272	217	25.4%	1,973	1,478	33.5%
Rural	132	102	30.4%	59	40	46.4%	31	17	84.4%	119	93	27.5%	16	12	37.2%	356	263	35.4%
Other	11	8	32.6%	15	18	(15.7%)	8	6	31.5%	22	16	37.4%	8	5	52.5%	64	54	18.2%
DG Compensation Energy	1,737	1,256	38.4%	1,262	895	41.0%	776	522	48.7%	928	659	41.0%	422	324	30.2%	5,125	3,654	40.2%
Residential	6,942	6,731	3.1%	5,022	4,902	2.5%	2,250	2,157	4.3%	4,536	4,449	1.9%	2,039	1,990	2.4%	20,789	20,229	2.8%
Industrial	3,873	3,795	2.1%	2,377	2,383	(0.3%)	1,041	991	5.0%	6,174	6,104	1.1%	446	435	2.5%	13,910	13,708	1.5%
Commercial	3,517	3,546	(0.8%)	2,638	2,690	(1.9%)	1,049	1,025	2.3%	2,652	2,616	1.4%	1,781	1,768	0.7%	11,637	11,645	(0.1%)
Rural	2,151	1,976	8.8%	441	402	9.8%	314	281	11.9%	877	923	(5.0%)	106	116	(8.8%)	3,889	3,698	5.2%
Other	2,407	2,372	1.5%	1,428	1,476	(3.3%)	612	599	2.2%	1,429	1,391	2.7%	879	940	(6.4%)	6,754	6,777	(0.3%)
Supply	0	0	-	189	172	9.6%	1	1	-	0	0	-	100	117	(14.4%)	291	291	(0.0%)
Total Distributed Energy (captive + free market + DG)	18,890	18,420	2.6%	12,095	12,025	0.6%	5,268	5,054	4.2%	15,667	15,482	1.2%	5,351	5,367	(0.3%)	57,271	56,349	1.6%

Total residential consumption amounted to 6,487 GWh in the 3Q25, +3.9% vs. 3Q24, and 20,789 GWh in 9M25, +2.8% vs. 9M24, showing an increase in all 5 distributors.

The industrial class consumption reached 4,732 GWh in the 3Q25, in line with the 3Q24. Growth was noted at Neoenergia Brasília (+5.3%), Neoenergia Cosern (+4.5%), and Neoenergia Coelba (+1.3%), offsetting the reductions at Neoenergia Pernambuco (-1.5%) and Neoenergia Elektro (-1.6%). In total year-to-date, the class showed growth of +1.5% vs. 9M24, with emphasis on the growth of Neoenergia Cosern (+5.0%), Brasília (+2.5%), and Coelba (+2.1%).

The commercial class consolidated 3,642 GWh in the 3Q25 and 11,637 GWh in 9M25, in line with the 3Q24 and 9M24.

The rural class ended the quarter with a consumption of 1,376 GWh (-1.3% vs. 3Q24), due to lower demand for irrigation in the Neoenergia Elektro and Brasília concession areas, and of 3,889 GWh in 9M25 (+5.2% vs. 9M24), due to higher demand for irrigation as a result of lower volumes of rainfall, especially in the concession areas of Neoenergia Coelba, Pernambuco, and Cosern.

The remaining classes (public services, government facilities, streetlights, and own use) amounted to 2,166 GWh of consumption in the 3Q25, -2.3% vs. 3Q24, and 6,754 GWh in 9M25, in line with 9M24.

1.1.1.3. Energy Balance

Total injected energy, including DG, was 21,283 GWh in the 3Q25, +2.3% vs. 3Q24, and 66,243 GWh in 9M25, +2.9% vs. 9M24, due to the larger customer base, which compensated for lower temperatures.

ENERGY BALANCE (GWh)	3Q25	3Q24	3Q25 x 3Q24		9M25	9M24	9M25 x 9M24	
			Diff	%			Diff	%
CONSOLIDATED								
Captive Market	10,056	10,869	(813)	(7.5%)	32,095	34,885	(2,790)	(8.0%)
Free Market + Supply	6,724	6,212	512	8.2%	20,051	17,810	2,241	12.6%
Distributed Energy (A)	16,780	17,081	(301)	(1.8%)	52,146	52,695	(549)	(1.0%)
Lost Energy (B)	2,266	2,376	(110)	(4.6%)	7,793	7,757	36	0.5%
Non-billed (C)	(11)	(99)	88	(88.9%)	(177)	(237)	60	(25.3%)
SIN + Isolated Systems (D) = (A) + (B) + (C)	19,035	19,358	(323)	(1.7%)	59,762	60,215	(453)	(0.8%)
DG Injected Energy (E)	2,248	1,441	807	56.0%	6,481	4,146	2,335	56.3%
TOTAL INJECTED ENERGY (F) = (D) + (E)	21,283	20,799	484	2.3%	66,243	64,361	1,882	2.9%
								
Captive Market	3,688	3,910	(222)	(5.7%)	11,530	12,300	(770)	(6.3%)
Free Market + Supply	1,867	1,705	162	9.5%	5,623	4,866	757	15.6%
Distributed Energy (A)	5,555	5,615	(60)	(1.1%)	17,153	17,166	(13)	(0.1%)
Lost Energy (B)	951	990	(39)	(3.9%)	3,222	3,155	68	2.1%
Non-billed (C)	(48)	(107)	59	(55.1%)	(25)	(109)	84	(77.1%)
SIN + Isolated Systems (D) = (A) + (B) + (C)	6,458	6,498	(40)	(0.6%)	20,350	20,212	138	0.7%
DG Injected Energy (E)	767	484	283	58.5%	2,223	1,409	814	57.8%
TOTAL INJECTED ENERGY (F) = (D) + (E)	7,225	6,982	243	3.5%	22,573	21,621	952	4.4%

ENERGY BALANCE (GWh)	3Q25	3Q24	3Q25 x 3Q24		9M25	9M24	9M25 x 9M24	
			Diff	%			Diff	%
								
Captive Market	2,120	2,314	(194)	(8.4%)	6,887	7,534	(647)	(8.6%)
Free Market + Supply	1,317	1,234	83	6.7%	3,946	3,596	350	9.7%
Distributed Energy (A)	3,437	3,548	(111)	(3.1%)	10,833	11,130	(297)	(2.7%)
Lost Energy (B)	744	697	47	6.7%	2,501	2,422	79	3.3%
Non-billed (C)	(91)	(76)	(16)	19.7%	(127)	(83)	(44)	53.0%
SIN + Isolated Systems (D) = (A) + (B) + (C)	4,089	4,170	(80)	(1.9%)	13,207	13,469	(262)	(1.9%)
DG Injected Energy (E)	513	319	194	60.8%	1,542	970	572	59.0%
TOTAL INJECTED ENERGY (F) = (D) + (E)	4,602	4,489	113	2.5%	14,749	14,439	310	2.1%
								
Captive Market	959	1,017	(58)	(5.7%)	3,032	3,242	(210)	(6.5%)
Free Market + Supply	498	440	58	13.2%	1,460	1,290	170	13.2%
Distributed Energy (A)	1,458	1,457	1	0.1%	4,492	4,532	(40)	(0.9%)
Lost Energy (B)	115	125	(10)	(8.0%)	370	421	(50)	(12.1%)
Non-billed (C)	(23)	(7)	(17)	229%	(52)	(43)	(9)	20.9%
SIN + Isolated Systems (D) = (A) + (B) + (C)	1,549	1,576	(26)	(1.7%)	4,810	4,910	(100)	(2.0%)
DG Injected Energy (E)	315	188	127	67.6%	926	575	351	61.0%
TOTAL INJECTED ENERGY (F) = (D) + (E)	1,864	1,764	100	5.7%	5,736	5,485	251	4.6%
								
Captive Market	2,130	2,360	(230)	(9.7%)	7,081	7,827	(746)	(9.5%)
Free Market + Supply	2,561	2,448	113	4.6%	7,658	6,997	661	9.4%
Distributed Energy (A)	4,690	4,808	(118)	(2.5%)	14,739	14,824	(85)	(0.6%)
Lost Energy (B)	238	356	(118)	(33.1%)	1,011	1,135	(124)	(10.9%)
Non-billed (C)	117	48	69	143.8%	(15)	(31)	16	N/A
SIN + Isolated Systems (D) = (A) + (B) + (C)	5,046	5,211	(167)	(3.2%)	15,735	15,927	(192)	(1.2%)
DG Injected Energy (E)	439	290	149	51.4%	1,238	790	448	56.7%
TOTAL INJECTED ENERGY (F) = (D) + (E)	5,485	5,501	(16)	(0.3%)	16,973	16,717	256	1.5%
								
Captive Market	1,159	1,268	(109)	(8.6%)	3,565	3,982	(417)	(10.5%)
Free Market + Supply	480	384	96	25.0%	1,364	1,061	303	28.6%
Distributed Energy (A)	1,640	1,652	(12)	(0.7%)	4,929	5,043	(114)	(2.3%)
Lost Energy (B)	219	208	11	5.3%	689	624	64	10.4%
Non-billed (C)	34	43	(8)	(20.9%)	42	29	13	44.8%
SIN + Isolated Systems (D) = (A) + (B) + (C)	1,893	1,903	(9)	(0.5%)	5,660	5,697	(37)	(0.6%)
DG Injected Energy (E)	214	160	54	33.8%	553	403	150	37.2%
TOTAL INJECTED ENERGY (F) = (D) + (E)	2,106	2,063	43	2.1%	6,213	6,100	113	1.9%

NOTE: Distributed Energy does not consider DG balancing energy.

1.1.1.4. Losses

Energy losses are monitored by means of the percentage index that calculates the ratio between injected energy and billed energy, accumulated over 12 months. Based on this methodology, we display below the evolution of the indicator and the comparison with the tariff coverage.

DISCOS	Losses 12 months (%)															
	Technical Loss					Non-Technical Loss					Total Losses					
	3Q24	4Q24	1Q25	2Q25	3Q25	3Q24	4Q24	1Q25	2Q25	3Q25	3Q24	4Q24	1Q25	2Q25	3Q25	Aneel 25
 Neoenergia Coelba	10.91%	10.91%	10.88%	10.87%	10.87%	4.81%	4.78%	4.91%	4.99%	4.98%	15.72%	15.69%	15.79%	15.86%	15.85%	16.37%
 Neoenergia Pernambuco	9.31%	9.60%	9.61%	9.47%	9.46%	8.46%	8.33%	8.38%	8.64%	8.91%	17.77%	17.93%	17.98%	18.11%	18.37%	16.47%
 Neoenergia Cosern	7.85%	7.72%	7.78%	8.22%	8.54%	0.32%	0.88%	(0.01%)	(0.22%)	(1.07%)	8.18%	8.60%	7.77%	7.99%	7.48%	11.13%
 Neoenergia Elektro	5.94%	5.95%	5.95%	5.94%	5.98%	1.39%	0.83%	1.21%	0.42%	0.31%	7.33%	6.77%	7.16%	6.37%	6.29%	7.99%
 Neoenergia Brasília	8.23%	8.34%	8.37%	8.44%	8.41%	2.78%	2.96%	3.64%	3.93%	4.02%	11.02%	11.30%	12.01%	12.38%	12.44%	11.90%

DISCOS	Total Losses 12 months (GWh)															
	Technical Loss					Non-Technical Loss					Total Losses					
	3Q24	4Q24	1Q25	2Q25	3Q25	3Q24	4Q24	1Q25	2Q25	3Q25	3Q24	4Q24	1Q25	2Q25	3Q25	Aneel 25
 Neoenergia Coelba	2,987	2,965	2,967	2,975	2,968	1,318	1,299	1,341	1,354	1,352	4,304	4,264	4,309	4,329	4,321	4,985
 Neoenergia Pernambuco	1,681	1,742	1,729	1,700	1,691	1,528	1,511	1,519	1,567	1,609	3,209	3,253	3,248	3,267	3,300	3,264
 Neoenergia Cosern	520	511	509	538	557	21	58	1	0.4	(57)	541	569	510	538	500	857
 Neoenergia Elektro	1,267	1,269	1,279	1,264	1,264	297	176	259	94	71	1,563	1,445	1,538	1,358	1,334	2,363
 Neoenergia Brasília	639	638	639	644	640	216	227	279	299	306	856	864	918	943	946	932

NOTES: (1) Because the September 2025 loss indicator was calculated after the publication date of this report, the data presented are estimates. The 2024 indicators were adjusted for the final calculation. (2) Regulatory limit: 12 months.

On April/25, Aneel enhanced the methodology for the calculation of the regulatory coverage of non-technical losses based on the effects of Distributed Generation, which reduces the billing of distributors due to the compensated energy of consumers included in the compensation system. The change takes effect beginning with the 2025 tariff processes and has therefore already been applied to Neoenergia Coelba, Neoenergia Pernambuco, and Neoenergia Cosern as of April 2025 and to Neoenergia Elektro as of August 2025.

Neoenergia Coelba reported a total 12-month loss of 15.85% in the 3Q25, below its regulatory limit of 16.37%.

At Neoenergia Pernambuco, the indicator ended the 3Q25 at 18.37%, above its regulatory limit of 16.47%.

Neoenergia Cosern ended the 3Q25 at 7.48%, remaining below its regulatory limit of 11.13%.

Likewise, Neoenergia Elektro ended the period at 6.29%, also below the regulatory limit of 7.99%.

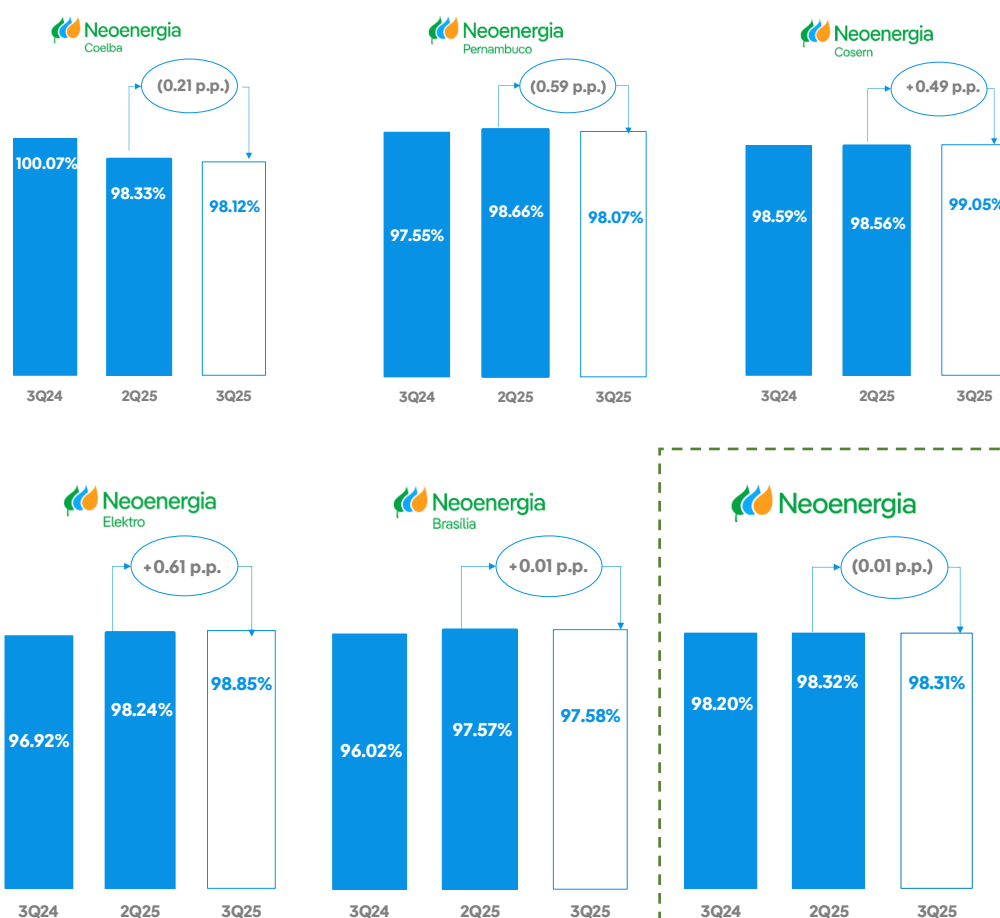
Finally, Neoenergia Brasília recorded total 12-month losses of 12.44% in the 3Q25, above the regulatory limit of 11.90%.

In 9M25, the following loss-fighting actions were taken at the five distributors:

- Over 235 thousand inspections were conducted, recovering over 244 GWh;
- Over 212 thousand obsolete meters were replaced with more modern equipment;
- Approximately 169 thousand illegal meters were regularized;
- Streetlights surveys and inspections were carried out at 135 thousand points, recovering over 43 GWh; and
- 368 actions were carried out with police support.

1.1.1.5. Collection and Delinquency

The collection rate indicates the customers' ability to pay and the efficiency of the Company's collection actions. Below is the year-to-date result for the past 12 months, and developments compared to previous periods:



The consolidated collection rate in the 3Q25 remained high, 98.31% and in line with the 2Q25.

PECLD / GROSS REVENUE		3Q24	4Q24	1Q25	2Q25	3Q25	Regulatory Limit 3Q25	9M25	YTD Regulatory Limit
	Gross Revenue	3,809	4,441	4,271	4,127	3,828	3,828	12,225	12,225
	PECLD	41	53	53	43	42	51	138	155
	Delinquency	1.08%	1.20%	1.24%	1.03%	1.10%	1.34%	1.13%	1.27%
	Gross Revenue	2,219	2,557	2,475	2,422	2,203	2,203	7,100	7,100
	PECLD	56	32	57	43	50	35	150	112
	Delinquency	2.51%	1.26%	2.31%	1.78%	2.27%	1.58%	2.12%	1.57%
	Gross Revenue	977	1,123	1,025	1,090	1,023	1,023	3,137	3,137
	PECLD	5	5	5	6	4	5	15	16
	Delinquency	0.54%	0.41%	0.50%	0.57%	0.38%	0.52%	0.49%	0.51%
	Gross Revenue	2,857	3,062	3,042	2,775	2,836	2,836	8,653	8,653
	PECLD	28	32	25	28	16	18	69	56
	Delinquency	0.96%	1.04%	0.81%	1.01%	0.57%	0.64%	0.79%	0.65%
	Gross Revenue	1,332	1,415	1,242	1,250	1,314	1,314	3,805	3,805
	PECLD	10	17	15	6	14	8	35	22
	Delinquency	0.74%	1.23%	1.19%	0.50%	1.04%	0.58%	0.91%	0.58%

NOTE: PECLD considers the accrued amount + restatement.

In the 3Q25 several collection actions were taken by the 5 distributors to reduce the delinquency rate, and consequently, improve revenue collection, among which we should point out the following:

- 647 thousand power disconnections were carried out by means of actions in georeferenced concentrations, mapping the locations of customers with the highest prevalence of delinquency to optimize actions;
- 165 thousand installations of customers who were disconnected were monitored;
- Negative reports were filed for 2.4 million consumers;
- Over 461 thousand bills were protested in notary offices, and notifications were sent;
- 15 million collections were outsourced through collection agencies;
- Systematic actions for Large Customers and negotiations with government agencies;
- New technologies were implemented and used to provide the option to pay energy bills by debit or credit card;
- Negotiations with 259 thousand consumers through the digital platform; and
- 61 million communications via WhatsApp, SMS, IVR, and email.

1.1.1.6. DEC and FEC (12 months)

The quality of the energy supply is monitored mainly by the indicators DEC – Equivalent Duration of Interruption per Consumer and FEC – Equivalent Frequency of Interruption per Consumer.

Neoenergia's 5 distributors continue to perform better than the regulatory limits for DEC and FEC, as shown in the table below.

	DEC (hours)				FEC (times)			
	3Q25	3Q24	Δ %	Regulatory Limit	3Q25	3Q24	Δ %	Regulatory Limit
 Neoenergia Coelba	9.17	10.66	(14%)	12.11	3.68	4.42	(17%)	6.20
 Neoenergia Pernambuco	10.40	11.35	(8%)	11.63	4.32	4.56	(5%)	6.69
 Neoenergia Cosern	6.22	8.73	(29%)	9.66	2.94	3.10	(5%)	5.85
 Neoenergia Elektro	6.46	6.59	(2%)	7.66	3.56	3.33	7%	5.62
 Neoenergia Brasília	6.10	5.16	18%	6.80	4.18	4.00	4%	4.73

NOTE: Indicators for 12 months without a supplier. Because the deadline for calculating quality indicators is due after the publication date of this report, the data presented are estimates. The 2024 indicators were adjusted for the final calculation.

1.1.2. Transmission lines

1.1.2.1. Transmission assets in operation

In the 3Q25, 13 transmission assets were operating with 100% of RAP released:

Auction	Lot	Asset	Neoenergia share	Location	Extension (Km)	Substation	RAP ² (R\$ MN)	Operation Start
-	-	Afluentes T	100%	BA	482	3 substations	76	1990
Auction Jun'08	E	Narandiba ¹		BA	-	1 substation	17	Jun'11
Auction Jun'11	G	Narandiba ¹	50%	BA	-	1 substation	5	Sept'14
Auction May'12	D	Brumado II ¹		RN	-	1 substation	12	Jul'15
Auction Jan'13	G	Potiguar Sul	100%	RN/PB	190	-	36	Nov'16
	4	Dourados	50%	MS	610	1 substation	98	Aug'21
Auction Apr'17	20	Atibaia	50%	SP	-	1 substation	20	Dec'19
	22	Biguaçu	50%	SC	-	1 substation	20	Jul'20
	27	Sobral	50%	CE	-	1 substation	18	Jan'20
Auction Dec'17	6	Santa Luzia	50%	CE/PB	345	1 substation	84	Nov'21
	4	Jalapão	50%	BA/TO/PI/MA	728	-	185	Jan'22
Auction Dec'18	3	Itabapoana	50%	RJ/MG/ES	445	-	99	Jun'24
Auction Dec'19	9	Rio Formoso	50%	BA	202	2 substations	25	Jan'23
Auction Dec'21	4	Estreito	100%	MG	-	1 substation	47	Sept'24
Auction Jun'22	11	Paraíso	100%	MS	285	1 substation	46	Jun'24

NOTE: Afluentes T arises from the deverticalization of Neoenergia Coelba.

¹ Narandiba consists of 3 substations: SE Narandiba, SE Extremoz II, and SE Brumado II.

² RAP ratified (2024-2025 Cycle) and Dispatch 2580/2025 (Brumado II)

In the 3Q25, as in the last six years, all of the group's transmission lines had availability above the upper limit defined by the ONS, which stipulates availability between 95% and 98% as normal.

1.1.2.2. Environmental Licenses and Progress of Transmission Assets Construction

Transmission Projects Status				LICENCES			RAP (I)	CAPEX Aneel	End of Concession
				LP	LI	LO	R\$ (MN)	R\$ (MN)	
Auction Dec'2018	Lot 2	Guanabara	98%	✓	✓	■	168	1,331	Mar'49
	Lot 1	Vale do Itajaí	95%	✓	✓	■	278	2,792	Mar'49
Auction Dec'2020	Lot 2	Morro do Chapéu	99%	✓	✓	■	218	1,997	Mar'51
Auction Jun'2022	Lot 2	Alto Paranaíba	95%	✓	✓	■	432	4,938	Sept'52

(I) RAP 2025/2026 cycle.

Completed	✓
Partially Completed	■
In progress	●
To be started	▲

LP = Preliminary License

LI = Installation License

LO = Operational License

Below is the status of the lots under construction:

December/2018 auction:

- Lot 1 (Vale do Itajaí) – Construction of the remaining sections is underway. Completion of sections 2 and 4, in addition to the start of partial operation of sections 1 and 3, with 51% da RAP already released (R\$ 142 million). The remaining RAP is expected to be released in the 4Q25 (R\$ 136 million).
- Lot 2 (Guanabara) – Completion of Section 1 (Lagos – Campos), com 41% da RAP released (R\$ 69 million). Construction works of section 2 are underway, with the release of the remaining RAP expected to take place in the 4T25 (R\$ 98 million).

December/2020 auction:

- Lot 2 (Morro do Chapéu) - 76% of RAP already released (R\$ 166 million). Section 1 is under implementation with the release of the remaining RAP of R\$ 52 million to be released in the 4T25.

June/2022 auction:

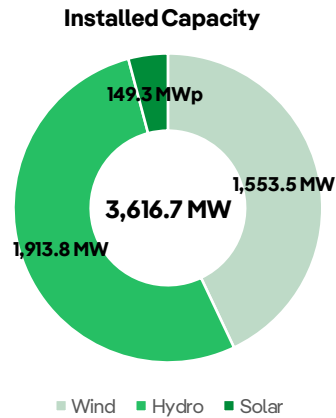
- Lot 2 (Alto Paranaíba) - Sections Araraquara 2 – Araraquara and Arinos 2 - Paracatu 4 delivered, with 24% of RAP already released (R\$ 104 million). Works are ongoing at the other sections, with delivery forecasted for the 4T25, with the release of the remaining RAP of R\$ 328 million.

Lot 14, of the December/2018 auction, Lagoa dos Patos, has 64% of RAP released. The remaining 36% of RAP concerns section 1, which still requires overcoming legal discussions of an environmental-regulatory nature.

1.2. Generation and Customers

1.2.1. Renewables

In the 3Q25, the assets in operation amounted to 44 wind farms, 4 hydroelectric plants, and 2 solar parks.



1.2.1.1. Wind Farms and Solar Parks

The Company has 44 wind farms in operation with an installed capacity of 1,554 MW and 2 solar parks (Luzia Solar Complex), with an installed capacity of 149 MWp.

Wind in Operation	Neoenergia Share (Direct and Indirect)	State	Location	Installed Capacity (MW)	Assured Energy (MW)	Concession Date	End of Concession
EOL Caetité 1	100%	BA	Caetité	30.0	13.00	10/29/2012	10/28/2042
EOL Caetité 2	100%	BA	Caetité	30.0	14.70	2/7/2011	2/6/2046
EOL Caetité 3	100%	BA	Caetité	30.0	11.20	2/24/2011	2/23/2046
EOL Calango 1	100%	RN	Bodó e Santana do Mato	30.0	13.90	4/28/2011	4/27/2046
EOL Calango 3	100%	RN	Bodó, Santana do Mato e Lagoa Nova	30.0	13.90	5/30/2011	5/29/2046
EOL Rio do Fogo (ENERBRASIL)	100%	RN	Rio do Fogo	49.3	17.90	12/19/2001	12/18/2031
EOL Arizona 1	100%	RN	Rio do Fogo	28.0	12.90	3/4/2011	3/3/2046
EOL Mel 2	100%	RN	Areia Branca	20.0	8.80	2/28/2011	2/27/2046
EOL Calango 6	100%	RN	Bodó e Cerro Corá	30.0	18.50	11/20/2014	11/19/2049
EOL Santana 1	100%	RN	Bodó, Lagoa Nova e Cerro Corá	30.0	17.30	11/14/2014	11/13/2049
EOL Santana 2	100%	RN	Bodó e Lagoa Nova	24.0	13.10	11/14/2014	11/13/2049
EOL Calango 2	100%	RN	Bodó	30.0	12.80	5/9/2011	5/8/2046
EOL Calango 4	100%	RN	Bodó	30.0	13.50	5/19/2011	5/18/2046
EOL Calango 5	100%	RN	Bodó	30.0	13.70	6/2/2011	6/1/2046
EOL Canoas	100%	PB	São José do Sabugi e Junco do Seridó	31.5	17.70	8/4/2015	8/3/2050
EOL Lagoa 2	100%	PB	São José do Sabugi e Santa Luzia	31.5	15.60	8/4/2015	8/3/2050
EOL Lagoa 1	100%	PB	São José do Sabugi e Santa Luzia	31.5	16.30	8/4/2015	8/3/2050
Complexo Chafariz	100%	PB	São José do Sabugi, Santa Luzia, Areia de Baraúnas e São Mamede	471.2	232.9	Between 06/21/2018 and 02/05/2019	Between 06/20/2053 and 02/04/2054
Chafariz 1	100%	PB	Santa Luzia	34.7	18.2	6/21/2018	6/20/2053
Chafariz 2	100%	PB	Santa Luzia	34.7	17.4	6/21/2018	6/20/2053
Chafariz 3	100%	PB	Santa Luzia	34.7	17.8	6/21/2018	6/20/2053
Chafariz 4	100%	PB	Santa Luzia e Areia de Baraúnas	34.7	17.8	2/5/2019	2/4/2054
Chafariz 5	100%	PB	Santa Luzia	34.7	16.6	2/5/2019	2/4/2054
Chafariz 6	100%	PB	Santa Luzia	31.2	15.2	6/21/2018	6/20/2053
Chafariz 7	100%	PB	Santa Luzia	34.7	18.3	6/21/2018	6/20/2053
Lagoa 3	100%	PB	São José do Sabugi	34.7	17.2	6/26/2018	6/25/2053
Lagoa 4	100%	PB	São José do Sabugi e Santa Luzia	20.8	10.2	6/26/2018	6/25/2053
Canoas 2	100%	PB	São José do Sabugi e Santa Luzia	34.7	16.3	6/26/2018	6/25/2053
Canoas 3	100%	PB	São José do Sabugi e Santa Luzia	34.7	16.8	2/5/2019	2/4/2054
Canoas 4	100%	PB	São José do Sabugi	34.7	16.5	6/26/2018	6/25/2053
Ventos De Arapuá 1	100%	PB	Areia de Baraúnas	24.3	11.63	2/5/2019	2/4/2054
Ventos De Arapuá 2	100%	PB	Areia de Baraúnas, São Mamede e Santa Luzia	34.7	17.2	2/5/2019	2/4/2054
Ventos De Arapuá 3	100%	PB	Areia de Baraúnas e São Mamede	13.9	5.8	2/5/2019	2/4/2054
Complexo Oitis	98.81%	PI/BA	Dom Inocêncio e Casa Nova	566.5	274.1	Between 11/29/2019 and 12/24/2019	Between 11/28/2054 and 12/23/2054
Oitis 1	100%	PI	Dom Inocêncio	49.5	26.1	11/29/2019	11/28/2054
Oitis 2	97.16%	PI/BA	Dom Inocêncio	27.5	14.26	12/24/2019	12/23/2054
Oitis 3	100%	PI/BA	Dom Inocêncio	49.50	24.4	12/24/2019	12/23/2054
Oitis 4	93.25%	PI/BA	Dom Inocêncio	49.50	24	12/24/2019	12/23/2054
Oitis 5	100%	PI/BA	Dom Inocêncio	49.5	23.8	12/24/2019	12/23/2054
Oitis 6	94.75%	PI/BA	Dom Inocêncio	49.50	24.3	12/24/2019	12/23/2054
Oitis 7	100%	PI/BA	Dom Inocêncio	49.5	25.6	12/24/2019	12/23/2054
Oitis 8	100%	PI	Dom Inocêncio	49.5	25.5	11/29/2019	11/28/2054
Oitis 21	100%	PI/BA	Casa Nova	44.00	20.8	12/24/2019	12/23/2054
Oitis 22	100%	PI/BA	Casa Nova	49.50	22.22	12/24/2019	12/23/2054
Oitis 9	100%	PI/BA	Dom Inocêncio	49.50	21.9	12/24/2019	12/23/2054
Oitis 10	100%	PI/BA	Dom Inocêncio	49.5	21.2	12/24/2019	12/23/2054

Solar in Operation	Neoenergia Share (Direct and Indirect)	State	Location	Installed Capacity (MWp)	Assured Energy (MWm)	Concession Date	End of Concession
LUZIA 2	100%	PB	Santa Luzia	74.65	17.3	5/29/2020	5/29/2055
LUZIA 3	100%	PB	Santa Luzia	74.65	17.3	5/29/2020	5/29/2055

The wind power generated in the 3Q25 was 1,737 GWh (-6.8% vs. 3Q24) and 4,029 GWh in 9M25 (+1.3% vs. 9M24), due to higher wind speed. Solar generation was 50 GWh in the 3Q25 (-16.5% vs. 3Q24) and 162 GWh in 9M25 (-10.1% vs. 9M24), impacted by decreased solar resource.

It should be pointed out that the impact of curtailments (wind and solar) was 8% of the energy generated in the 3Q25 and 7% in 9M25.

1.2.1.2. Hydroelectric Plants

In the 3Q25, Neoenergia had a stake (direct or indirect) in 4 hydroelectric plants.

Hydro Plants in Operation	Neoenergia Share (Direct and Indirect)	State	Location	Installed Capacity (MW)	Assured Energy (MW)	Date of Concession	End of Concession
						Authorization	
UHE Itapebi	100%	BA	Rio Jequitinhonha	462.0	202.1	5/28/1999	5/15/2039
UHE Corumbá III	70%	GO	Rio Corumbá	96.5	47	11/7/2001	4/22/2040
UHE Dardanelos - Águas da Pedra	100%	MT	Rio Aripuanã	261.0	147.2	7/3/2007	12/12/2049
Belo Monte	10%	PA	Rio Xingu	11,233.1	4571	8/26/2010	7/10/2046

NOTE: On September 17, 2021, Aneel approved an extension of the concession terms for hydroelectric plants participating in the Energy Reallocation Mechanism (MRE). On December 13, 2022, Aneel extended the concession term for the Dardanelos HPP by 220 days through authorizing resolution No. 13,297.

On October 3, 2025, Neoenergia announced the increase in its stake of HPP Corumbá, by acquiring lot D of the Special Auction of CELGPAR, which comprises 37.5% of the total capital of ECIII, holder of 40% of Consórcio Empreendedor Corumbá III. After closing the operation, Neoenergia shall become the holder of an 85% stake in the plant.

In the 3Q25, the hydroelectric generation was 304 GWh (-50% vs. 3Q24), explained by the sale of HPP Baixo Iguaçu on 06/30/25, and 5,005 GWh in 9M25 (+5.6% vs. 9M24) due to greater waterflow.

1.2.2. Thermal Plant

Termopernambuco was included in the PPT (Priority Thermal Power Plant Program), with its revenue guaranteed by PPAs with Neoenergia Coelba (65MW) and Neoenergia Pernambuco (390MW), valid until May 14, 2024. In December 2021, the plant won the Capacity Reserve Auction, with a 15-year contract, starting on July 1, 2026. In September 2024, ANEEL approved the effectiveness of this contract to start as early as October 1, 2024, maintaining all previous conditions and adding 21 months to the initial term.

Thermal Power Plant in Operation	Neoenergia Share	State	Location	Installed Capacity (MW)	Assured Energy (MW)	Date of Concession	
						Authorization	Expiration
UTE Termopernambuco	100%	PE	Suape - Ipojuca	550	504.1	12/18/2000	12/18/2030

In the 3Q25 there was no dispatch and in 9M25, the plant generated 14 GWh of test energy under the new Capacity Contract. It is worth noting that until 05/14/2024 the energy sale bilateral contracts were still in force.

2. ECONOMIC-FINANCIAL PERFORMANCE

2.1. Consolidated

CONSOLIDATED STATEMENT OF INCOME (R\$ MN)	3Q25	3Q24	Variation		9M25	9M24	Variation	
			R\$	%			R\$	%
Net Operating Revenue ¹	12,972	11,833	1,139	10%	36,591	33,836	2,755	8%
Costs with Energy ²	(8,692)	(7,914)	(778)	10%	(24,060)	(21,860)	(2,200)	10%
Gross Margin w/out Concession Financial Assets	4,280	3,919	361	9%	12,531	11,976	555	5%
Concession Financial Assets (VNR)	276	211	65	31%	1,382	922	460	50%
GROSS MARGIN	4,556	4,130	426	10%	13,913	12,898	1,015	8%
Operating Expenses	(1,082)	(1,025)	(57)	6%	(3,244)	(3,111)	(133)	4%
Provisions for Delinquency (PECLD)	(117)	(123)	6	(5%)	(415)	(420)	5	(1%)
(+) Equity Income / Corporate Operations	31	(19)	50	N/A	62	73	(11)	(15%)
EBITDA	3,388	2,963	425	14%	10,316	9,440	876	9%
Depreciation	(729)	(701)	(28)	4%	(2,213)	(2,081)	(132)	6%
Financial Income (Loss)	(1,512)	(1,135)	(377)	33%	(4,448)	(3,615)	(833)	23%
IR/CS	(217)	(280)	63	(23%)	(79)	(922)	843	(91%)
Minority shareholdings	(6)	(6)	-	-	(20)	(39)	19	(49%)
NET INCOME	924	841	83	10%	3,556	2,783	773	28%

¹ Considers Construction Revenue

² Considers Construction Costs

Neoenergia ended the 3Q25 with Gross Margin excluding VNR of R\$ 4,280 million, +9% vs. 3Q24, driven by positive effects such as the increase in the customer base and distributors' volume, as well as positive variations in Parcel B from the latest tariff processes for all distributors: +8.1% at Neoenergia Coelba (Apr'25 adjustment), +6.6% at Neoenergia Cosern (Apr'25 adjustment), +16.2% at Neoenergia Pernambuco (Apr'25 review), +1.3% at Neoenergia Elektro (Aug'25 adjustment), and +5% at Neoenergia Brasília (Oct'24 adjustment). Additional contributions came from new transmission assets entering into operation and a higher margin at Termopernambuco, which operated under a capacity reserve contract during the quarter, whereas in the 3Q24 the plant was uncontracted. These effects were partially offset by lower margins from hydro plants, due to the deconsolidation of Baixo Iguaçu as of Jul'25 following the closing of the asset sale.

In 9M25, Gross Margin excluding VNR was R\$ 12,531 million, +5% vs. 9M24, mainly due to positive effects from an increase in the customer base, higher volume, and favorable variations in Parcel B from the latest tariff processes for the distributors, as previously mentioned, in addition to new transmission assets entering into operation. These effects were partially offset by the negative tariff adjustments for Neoenergia Coelba, Neoenergia Pernambuco, and Neoenergia Cosern in 2024 (with Parcel B variations of -4.82%, -4.40%, and -5.63%, respectively), lower margin from Termopernambuco, impacted by the change from bilateral energy sale contracts to the current capacity reserve contract, and lower margins from hydro plants.

The gross margin recorded amounted to R\$ 4,556 million in the 3Q25 (+10% vs. 3Q24) and R\$ 13,913 million in 9M25 (+8% vs. 9M24), due to the aforementioned effects, in addition to the higher VNR in the period.

Operating expenses totaled R\$ 1,082 million in the 3Q25 (+5.6% vs. 3Q24) and R\$ 3,244 million in 9M25 (+4.3% vs. 9M24), below inflation, confirming cost discipline, which allows us to absorb the pressures of a larger customer base.

PECLD was R\$ 117 million in the 3Q25 (-5% vs. 3Q24) and R\$ 415 million in 9M25, in line with 9M24, confirming progress in fighting delinquency.

The Equity Income/Corporate Operations item recorded R\$ 31 million in the 3Q25 (compared to -R\$ 19 million in the 3Q24), primarily due to the equity in transmission assets in partnership with GIC, in the amount of +R\$ 36 million. In 9M25, R\$ 62 million was recorded (compared to R\$ 73 million in 9M24), notably +R\$ 104 million related to the equity in transmission assets in partnership with GIC and -R\$ 58 million in fair value adjustments to the Itabapoana lot.

EBITDA was R\$ 3,388 million in the 3Q25 (+14% vs. 3Q24) and R\$ 10,316 million in 9M25 (+9% vs. 9M24). Adjusted EBITDA (Cash), excluding VNR, IFRS, and Corporate Operations, was R\$ 2,804 million in the 3Q25 (+13% vs. 3Q24) and R\$ 8,180 million in 9M25 (+6% vs. 9M24).

The Financial Result was -R\$ 1,512 million in the 3Q25 (vs. -R\$ 1,135 million in the 3Q24) and -R\$ 4,448 million in 9M25 (vs. -R\$ 3,615 million in 9M24), due to the increase in the average debt balance, as a result of funding allocated to Capex, and the higher CDI (48% of the Company's debt is tied to this index).

The income tax/social contribution (IR/CS) line for the quarter recorded -R\$ 217 million (vs. -R\$ 280 million in 3Q24), and -R\$ 79 million on a year-to-date basis (vs. -R\$ 922 million in 9M24). In 9M25, there was a positive impact from a tax credit recognized in the 2Q25, generating R\$ 770 million in credits, due to the exclusion of Selic interest from tax refunds related to the removal of ICMS from the PIS/COFINS tax base.

As a result of the aforementioned effects, net income for the 3Q25 was R\$ 924 million (+10% vs. 3Q24) and R\$ 3,556 million in 9M25 (+28% vs. 9M24).

2.2. Networks

The result of the networks business contemplates the performance of distributors and transmission lines.

NETWORKS STATEMENT OF INCOME (R\$ MN)	3Q25	3Q24	Variation		9M25	9M24	Variation	
			R\$	%			R\$	%
Net Revenue	12,270	11,233	1,037	9%	34,706	32,472	2,234	7%
Costs with energy	(8,514)	(7,823)	(691)	9%	(23,513)	(22,073)	(1,440)	7%
Gross Margin w/out Concession Financial Assets	3,756	3,410	346	10%	11,193	10,399	794	8%
Concession Financial Assets (VNR)	276	211	65	31%	1,382	922	460	50%
Gross Margin	4,032	3,621	411	11%	12,575	11,321	1,254	11%
Operating Expenses	(899)	(827)	(72)	9%	(2,657)	(2,525)	(132)	5%
Provisions for Delinquency (PECLD)	(116)	(125)	9	(7%)	(414)	(421)	7	(2%)
(+) Equity Income / Corporate Operations	43	(23)	66	N/A	46	63	(17)	(27%)
EBITDA	3,060	2,645	415	16%	9,550	8,438	1,112	13%
Depreciation	(583)	(530)	(53)	10%	(1,716)	(1,544)	(172)	11%
Financial Income (Loss)	(1,484)	(1,107)	(377)	34%	(4,288)	(3,374)	(914)	27%
IR CS	(174)	(247)	73	(30%)	22	(812)	834	N/A
NET INCOME	819	761	58	8%	3,568	2,708	860	32%

The Networks business ended the 3Q25 with a Gross Margin excluding VNR of R\$ 3,756 million, up 10% compared to the 3Q24, impacted by the positive effects of the expansion in the distributors' customer base and volume, and positive variations in Parcel B in the latest tariff processes for all distributors: +8.1% at Neoenergia Coelba (Apr'25 adjustment), +6.6% at Neoenergia Cosern (Apr'25 adjustment), +16.2% at Neoenergia Pernambuco (Apr'25 review), +1.3% at Neoenergia Elektro (Aug'25 adjustment), and +5% at Neoenergia Brasília (Oct'24 adjustment), in addition to the new transmission assets that started to operate.

In the year-to-date, the Gross Margin without VNR was R\$ 11,193 million, +8% vs. 9M24, due to the positive effects of the increase in the customer base, volume, and positive variations in Parcel B in the distributors' latest tariff processes, as mentioned above, in addition to the new transmission assets in operation. These effects were partially offset by the negative tariff adjustments of Neoenergia Coelba, Neoenergia Pernambuco, and Neoenergia Cosern in 2024 (with Parcel B variations of -4.82%, -4.40%, and -5.63%, respectively).

The Networks' gross margin was R\$ 4,032 million in the 3Q25 and R\$ 12,575 million in 9M25 (+11% vs. 3Q24 and 9M24), due to the aforementioned effects, in addition to the higher VNR in the period.

Operating expenses totaled R\$ 899 million in the 3Q25 (+8.7% vs. 3Q24), due to one-off effects from the maintenance and the delinquency control plan at Neoenergia Coelba and Neoenergia Elektro, and R\$ 2,657 million in 9M25 (+5.2% vs. 9M24), in line with inflation, confirming cost discipline.

PECLD was R\$ 116 million in the 3Q25 (-7% vs. 3Q24) and R\$ 414 million in 9M25 (-2% vs. 9M24), confirming progress in fighting delinquency.

Under Equity Income/Corporate Operations, in the 3Q25, +R\$ 43 million was recorded, comprising: +R\$7 million in fair value adjustment for the Itabapoana lot and +R\$ 36 million related to the equity of transmission assets in partnership with GIC. In 9M25, +R\$ 46 million was recorded, comprising -R\$ 58 million in fair value adjustment for the Itabapoana lot and +R\$ 104 million related to the equity of transmission assets in partnership with GIC. The amounts of -R\$23 million in the 3Q24 and R\$ 63 million in 9M24 refer to transmission assets in partnership with GIC.

Networks EBITDA was R\$ 3,060 million in the 3Q25 (+16% vs. 3Q24) and R\$ 9,550 million in 9M25 (+13% vs. 9M24). Adjusted EBITDA (Cash), excluding VNR, IFRS and Corporate Operations, was R\$ 2,455 million in the 3Q25 (+13% vs. 3Q24) and R\$ 7,416 million (+10% vs. 9M24).

The financial result was -R\$ 1,484 million in the 3Q25 (vs. -R\$ 1,107 million in the 3Q24) and -R\$ 4,288 million in 9M25 (vs. -R\$ 3,374 million in 9M24), mainly due to the increase in the average debt balance, driven by funding aimed at Capex, and a higher CDI rate. These effects were partially offset by a R\$ 99 million credits in the 2Q25 related to monetary adjustments to tax refunds.

The income tax/social contribution (IR/CS) line for the quarter was -R\$ 174 million (vs. -R\$ 247 million in the 3Q24), and +R\$ 22 million on a year-to-date basis (vs. -R\$ 812 million in 9M24). In 9M25, there was a positive impact from a tax credit recognized in the 2Q25, generating a R\$ 770 million credits due to the exclusion of Selic interest from tax refunds related to the removal of ICMS from the PIS/COFINS tax base.

As a result of these effects, Networks' net income was R\$ 819 million in the 3Q25 (+8% vs. 3Q24) and R\$ 3,568 million in 9M25 (+32% vs. 9M24).

S/I TRANSMISSION (R\$ MN)	3Q25	3Q24	Variation		9M25	9M24	Variation	
			R\$	%			R\$	%
Net Revenue	1226	1,668	(442)	(26%)	3,922	4,088	(166)	(4%)
Construction Costs	(726)	(1,219)	493	(40%)	(2,643)	(2,984)	341	(11%)
Gross Margin	500	449	51	11%	1,279	1,104	175	16%
Operating Expenses	(53)	(55)	2	(4%)	(144)	(138)	(6)	4%
Provisions for Delinquency (PECLD)	(1)	5	(6)	N/A	(2)	1	(3)	N/A
(+) Equity Income / Corporate Operations	43	(23)	66	N/A	46	63	(17)	(27%)
EBITDA	489	376	113	30%	1,179	1,030	149	14%
Depreciation	(2)	(1)	(1)	100%	(7)	(4)	(3)	75%
Financial Income (Loss)	(189)	(158)	(31)	20%	(665)	(469)	(196)	42%
IR CS	(79)	(80)	1	(1%)	(126)	(151)	25	(17%)
NET INCOME	219	136	83	61%	382	406	(24)	(6%)
IFRS15	322	321	2	0%	810	826	(16)	(2%)

The transmission companies posted a Gross Margin of R\$ 500 million in the 3Q25 (+11% vs. 3Q24) and R\$ 1,279 million in 9M25 (+16% vs. 9M24), due to the new transmission assets in operation (Itabapoana, Estreito, and Paraíso), in addition to sections of Alto Paranaíba, Morro do Chapéu, Lagoa dos Patos, Guanabara, and Vale do Itajaí, which came into operation throughout 2024 and 2025, with partial RAP releases.

Operating expenses totaled R\$ 53 million in the 3Q25 (-4% vs. 3Q24) and R\$ 144 million in 9M25 (+4% vs. 9M24).

Under Equity Income/Corporate Operations line, in the 3Q25, +R\$ 43 million was recorded, comprising: +R\$ 7 million in fair value adjustment to the Itabapoana lot and +R\$ 36 million related to the equity of transmission assets in partnership with GIC. In 9M25, +R\$ 46 million was recorded, comprising -R\$ 58 million in fair value adjustment to the Itabapoana lot and +R\$ 104 million related to the equity of transmission assets in partnership with GIC. The amounts of -R\$ 23 million in the 3Q24 and R\$ 63 million in 9M24 refer to transmission assets in partnership with GIC.

As a result of the abovementioned variations, transmission EBITDA ended the quarter at R\$ 489 million (+30% vs. 3Q24) and year-to-date EBITDA at R\$ 1,179 million (+14% vs. 9M24). Adjusted EBITDA (Cash), excluding IFRS and Corporate Operations, amounted to R\$ 160 million in the 3Q25 (+47% vs. 3Q24) and R\$ 427 million in 9M25 (+74% vs. 9M24).

The Financial Result was -R\$ 189 million in the 3Q25 (vs. -R\$ 158 million in the 3Q24) and -R\$ 665 million in 9M25 (vs. -R\$ 469 million in 9M24), due to the increase in the average debt balance, as a result of funding for Capex and the higher CDI rate.

The transmission business posted a profit of R\$ 219 million in the 3Q25 (+61% vs. 3Q24) and R\$ 382 million in 9M25 (-6% vs. 9M24).

2.2.1. NEOENERGIA COELBA

STATEMENT OF INCOME (R\$ MN)	3Q25	3Q24	Variation		9M25	9M24	Variation	
			R\$	%			R\$	%
Net Revenue	4,494	3,691	803	22%	12,606	11,034	1,572	14%
Costs with energy	(3,046)	(2,407)	(639)	27%	(8,159)	(6,862)	(1,297)	19%
Gross Margin w/out Concession Financial Assets	1,448	1,284	164	13%	4,447	4,172	275	7%
Concession Financial Assets (VNR)	148	111	37	33%	732	486	246	51%
Gross Margin	1,596	1,395	201	14%	5,179	4,658	521	11%
Operating Expenses	(414)	(354)	(60)	17%	(1,187)	(1,091)	(96)	9%
Provisions for Delinquency (PECLD)	(40)	(39)	(1)	3%	(136)	(135)	(1)	1%
EBITDA	1,142	1,002	140	14%	3,856	3,432	424	12%
Depreciation	(255)	(237)	(18)	8%	(757)	(686)	(71)	10%
Financial Income (Loss)	(599)	(423)	(176)	42%	(1,627)	(1,306)	(321)	25%
IR CS	(41)	(48)	7	(15%)	(16)	(261)	245	(94%)
NET INCOME	247	294	(47)	(16%)	1,456	1,179	277	23%

Neoenergia Coelba reported a gross margin excluding VNR of R\$ 1,448 million in the 3Q25 (+13% vs. 3Q24), explained by higher volumes and the positive impact of the +8.1% variation in Parcel B in the April 2025 adjustment. In 9M25, gross margin excluding VNR was R\$ 4,447 million (+7% vs. 9M24), also due to the effects described above, partially offset by the negative impact of the -4.8% variation in Parcel B of the April 2024 adjustment.

Gross margin was R\$ 1,596 million in the 3Q25 (+14% vs. 3Q24) and R\$ 5,179 million in 9M25 (+11% vs. 9M24), due to the aforementioned effects, in addition to the higher VNR in the period.

Operating expenses totaled R\$ 414 million in the 3Q25 (+17% vs. 3Q24) and R\$ 1,187 million in 9M25 (+9% vs. 9M24), due to the acceleration of the maintenance plan and increased tree trimming and cutting services, as well as a one-off write-off of ongoing assets.

In the quarter, PECLD totaled R\$ 40 million and, on a year-to-date basis it was R\$ 136 million, in line with the 3Q24 and 9M24, reflecting the strong performance of collection efforts. Similarly, when analyzing the delinquency indicator (PECLD/ROB) for the 3Q25, it closed at 1.10%, below its regulatory limit of 1.34%.

As a result of the aforementioned variations, EBITDA was R\$ 1,142 million in the quarter (+14% vs. 3Q24) and R\$ 3,856 million year-to-date (+12% vs. 9M24). Cash EBITDA (ex-VNR) in the 3Q25 was R\$ 994 million (+12% vs. 3Q24) and in 9M25 it amounted to R\$ 3,124 million (+6% vs. 9M24).

The financial result was -R\$ 599 million in the 3Q25 (vs. -R\$ 423 million in 3Q24) and -R\$ 1,627 million in 9M25 (vs. -R\$ 1,306 million in 9M24), due to higher debt charges resulting from an increased average debt balance and a higher CDI rate. On a year-to-date basis, these effects were partially offset by a R\$ 56 million credit in the 2Q25 related to monetary adjustments on tax refunds.

The income tax/social contribution (IR/CS) line for the quarter was -R\$ 41 million (vs. -R\$ 48 million in the 3Q24), and -R\$ 16 million on a year-to-date basis (vs. -R\$ 261 million in 9M24). In 9M25, there was a positive impact from a tax credit recognized in the 2Q25, generating a R\$ 274 million credit due to the exclusion of Selic interest from tax refunds related to the removal of ICMS from the PIS/COFINS tax base.

Net income was R\$ 247 million in the 3Q25 (-16% vs. 3Q24) and R\$ 1,456 million in 9M25 (+23% vs. 9M24).

2.2.2. NEOENERGIA PERNAMBUCO

STATEMENT OF INCOME (R\$ MN)	3Q25	3Q24	Variation		9M25	9M24	Variation	
			R\$	%			R\$	%
Net Revenue	2.080	1.789	291	16%	5.870	5.732	138	2%
Costs with energy	(1.497)	(1.319)	(178)	13%	(4.136)	(4.141)	5	(0%)
Gross Margin w/out Concession Financial Assets	583	470	113	24%	1.734	1.591	143	9%
Concession Financial Assets (VNR)	43	35	8	23%	240	156	84	54%
Gross Margin	626	505	121	24%	1.974	1.747	227	13%
Operating Expenses	(191)	(184)	(7)	4%	(572)	(587)	15	(3%)
Provisions for Delinquency (PECLD)	(42)	(46)	4	(9%)	(158)	(156)	(2)	1%
EBITDA	393	275	118	43%	1.244	1.004	240	24%
Depreciation	(114)	(104)	(10)	10%	(337)	(311)	(26)	8%
Financial Income (Loss)	(289)	(227)	(62)	27%	(820)	(726)	(94)	13%
IR CS	15	19	(4)	(21%)	401	13	388	2985%
NET INCOME	5	(37)	42	N/A	488	(20)	508	N/A

Neoenergia Pernambuco reported a gross margin excluding VNR of R\$ 583 million in the 3Q25 (+24% vs. 3Q24), impacted by the increase in the customer base (+2.2%) and the positive effect of the +16.2% variation in Parcel B in the April 2025 tariff review. In 9M25, the gross margin excluding VNR was R\$ 1,734 million (+9% vs. 9M24), also due to the effects described above, partially offset by the negative impact of the -4.4% variation in Parcel B in the April 2024 tariff adjustment.

Gross margin was R\$ 626 million in the 3Q25 (+24% vs. 3Q24) and R\$ 1,974 million in 9M25 (+13% vs. 9M24), due to the aforementioned effects, in addition to the higher VNR in the period.

Operating expenses in the 3Q25 were R\$ 191 million (+4% vs. 3Q24) and R\$ 572 million in 9M25 (-3% vs. 9M24), absorbing inflation and customer base growth.

In the 3Q25, PECLD totaled R\$ 42 million (-9% vs. 3Q24) and R\$ 158 million in 9M25, in line with 9M24.

As a result of the aforementioned variations, EBITDA in the 3Q25 was R\$ 393 million (+43% vs. 3Q24) and R\$ 1,244 million in 9M25 (+24% vs. 9M24). Cash EBITDA (ex-VNR) in the 3Q25 was R\$ 350 million (+46% vs. 3Q24) and R\$ 1,004 million in 9M25 (+18% vs. 9M24).

The financial result was -R\$ 289 million in the 3Q25 (vs. -R\$ 227 million in the 3Q24) and -R\$ 820 million in 9M25 (vs. -R\$ 726 million in 9M24), mainly due to higher debt charges. These effects were partially offset by an R\$ 8 million credits in the 2Q25 related to the monetary restatement of tax overpayments.

Income tax and social contribution (IR/CS) for the quarter totaled R\$ 15 million (vs. R\$ 19 million in 3Q24), and R\$ 401 million on a year-to-date basis (vs. R\$ 13 million in 9M24). In 9M25, there was a positive impact from a tax credit recognized in the 2Q25, resulting in a R\$ 394 million credits due to the exclusion of Selic interest on overpayments related to the removal of ICMS from the PIS/COFINS tax base.

Net income was R\$ 5 million in the 3Q25 (compared to -R\$ 37 million in the 3Q24) and R\$ 488 million in 9M25 (compared to -R\$ 20 million in 9M24).

2.2.3. NEOENERGIA COSERN

STATEMENT OF INCOME (R\$ MN)	3Q25	3Q24	Variation		9M25	9M24	Variation	
			R\$	%			R\$	%
Net Revenue	1,028	871	157	18%	2,845	2,588	257	10%
Costs with energy	(692)	(580)	(112)	19%	(1,852)	(1,656)	(196)	12%
Gross Margin w/out Concession Financial Assets	336	291	45	15%	993	932	61	7%
Concession Financial Assets (VNR)	30	23	7	30%	154	100	54	54%
Gross Margin	366	314	52	17%	1,147	1,032	115	11%
Operating Expenses	(62)	(64)	2	(3%)	(197)	(186)	(11)	6%
Provisions for Delinquency (PECLD)	(4)	(5)	1	(20%)	(15)	(14)	(1)	7%
EBITDA	300	245	55	22%	935	832	103	12%
Depreciation	(49)	(46)	(3)	7%	(144)	(132)	(12)	9%
Financial Income (Loss)	(77)	(68)	(9)	13%	(242)	(203)	(39)	19%
IR CS	(23)	(19)	(4)	21%	(31)	(83)	52	(63%)
NET INCOME	151	112	39	35%	518	414	104	25%

Neoenergia Cosern reported a gross margin excluding VNR of R\$ 336 million in the 3Q25 (+15% vs. 3Q24), explained by growth in customer base (+1.7%), higher volumes, and the positive impact of Parcel B of +6.6% in the April 2025 adjustment. In 9M25, gross margin excluding VNR was R\$ 993 million (+7% vs. 9M24), also due to the effects described above, partially offset by the negative impact of the -5.6% variation in Parcel B in the April 2024 adjustment.

Gross margin was R\$ 366 million in the 3Q25 (+17% vs. 3Q24), and R\$ 1,147 million in 9M25 (+11% vs. 9M24), due to the aforementioned effects, in addition to the higher VNR in the period.

Operating expenses totaled R\$ 62 million in the 3Q25 (-3% vs. 3Q24), absorbing inflation for the period, and in 9M25, expenses were R\$ 197 million (+6% vs. 9M24).

PECLD totaled R\$ 4 million in the 3Q25 (vs. R\$ 5 million in the 3Q24) and R\$ 15 million in 9M25 (vs. R\$ 14 million in 9M24).

As a result of the abovementioned variations, EBITDA in the 3Q25 amounted to R\$ 300 million (+22% vs. 3Q24) and R\$ 935 million in 9M25 (+12% vs. 9M24). Cash EBITDA (ex-VNR) in the 3Q25 was R\$ 270 million (+22% vs. 3Q24) and R\$ 781 million in 9M25 (+7% vs. 9M24).

The financial result was -R\$ 77 million in the 3Q25 (vs. -R\$ 68 million in the 3Q24) and -R\$ 242 million in 9M25 (vs. -R\$ 203 million in 9M24), due to higher debt charges resulting from the increase in the CDI rate. These effects were offset by an R\$ 18 million credits in the 2Q25 related to the monetary restatement of tax overpayments.

The income tax and social contribution (IR/CS) line for the quarter was -R\$ 23 million (vs. -R\$ 19 million in 3Q24), and -R\$ 31 million on a year-to-date basis (vs. -R\$ 83 million in 9M24). In 9M25, there was a positive impact from a tax credit recognized in the 2Q25, generating a credit of R\$ 60 million due to the exclusion of Selic interest on overpayments related to the removal of ICMS from the PIS/COFINS tax base.

Net income was R\$ 151 million in the 3Q25 (+35% vs. 3Q24) and R\$ 518 million in 9M25 (+25% vs. 9M24).

2.2.4. NEOENERGIA ELEKTRO

STATEMENT OF INCOME (R\$ MN)	3Q25	3Q24	Variation		9M25	9M24	Variation	
			R\$	%			R\$	%
Net Revenue	2,507	2,314	193	8%	6,925	6,554	371	6%
Costs with energy	(1,763)	(1,574)	(189)	12%	(4,588)	(4,361)	(227)	5%
Gross Margin w/out Concession Financial Assets	744	740	4	1%	2,337	2,193	144	7%
Concession Financial Assets (VNR)	51	40	11	28%	244	171	73	43%
Gross Margin	795	780	15	2%	2,581	2,364	217	9%
Operating Expenses	(169)	(153)	(16)	10%	(502)	(460)	(42)	9%
Provisions for Delinquency (PECLD)	(16)	(27)	11	(41%)	(69)	(85)	16	(19%)
EBITDA	610	600	10	2%	2,010	1,819	191	11%
Depreciation	(111)	(97)	(14)	14%	(322)	(286)	(36)	13%
Financial Income (Loss)	(256)	(173)	(83)	48%	(724)	(494)	(230)	47%
IR CS	(47)	(101)	54	(53%)	(228)	(319)	91	(29%)
NET INCOME	196	229	(33)	(14%)	736	720	16	2%

Neoenergia Elektro reported a gross margin excluding VNR of R\$ 744 million in the 3Q25 (+1% vs. 3Q24) and R\$ 2,337 million in 9M25 (+7% vs. 9M24), driven by the expansion in the customer base and the positive variation in Parcel B of +0.69% from the August 2024 adjustment and +1.30% from the August 2025 adjustment.

Gross margin was R\$ 795 million in the 3Q25 (+2% vs. 3Q24) and R\$ 2,581 million in 9M25 (+9% vs. 9M24), due to the aforementioned effects, in addition to the higher VNR in the period.

Operating expenses totaled R\$ 169 million in the 3Q25 (+10% vs. 3Q24), due to a one-off acceleration in maintenance and delinquency reduction programs, and R\$ 502 million in 9M25 (+9% vs. 9M24), due to the non-recurring positive effect of R\$ 13 million in 2024, related to the receipt of infrastructure sharing liabilities.

In the quarter, PECLD totaled R\$ 16 million (-41% vs. 3Q24) and year-to-date totaled R\$ 69 million (-19% vs. 9M24), reflecting the strong performance of collection efforts and a one-off reversal of R\$ 5 million from large customers.

As a result of the aforementioned variations, EBITDA amounted to R\$ 610 million in the quarter (+2% vs. 3Q24) and R\$ 2,010 million on a year-to-date basis (+11% vs. 9M24). Cash EBITDA (ex-VNR) in the 3Q25 was R\$ 559 million, in line with the 3Q24, and in 9M25 it was R\$ 1,766 million (+7% vs. 9M24).

The financial result was -R\$ 256 million in the 3Q25 (vs. -R\$ 173 million in 3Q24) and -R\$ 724 million in 9M25 (vs. -R\$ 494 million in 9M24), due to higher debt charges resulting from an increased average debt balance and a higher CDI rate. On a year-to-date basis, these effects were offset by a R\$ 16 million credits in the 2Q25 related to the monetary restatement of tax overpayments.

The income tax and social contribution (IR/CS) line for the quarter recorded -R\$ 47 million (vs. -R\$ 101 million in 3Q24), and -R\$ 228 million on a year-to-date basis (vs. -R\$ 319 million in 9M24). In 9M25, there was a positive impact from a tax credit recognized in the 2Q25, generating a credit of R\$ 39 million due to the exclusion of Selic interest from overpayments related to the removal of ICMS from the PIS/COFINS tax base.

Net income was R\$ 196 million in the 3Q25 (-14% vs. 3Q24) and R\$ 736 million in 9M25 (+2% vs. 9M24).

2.2.5. NEOENERGIA BRASÍLIA

STATEMENT OF INCOME (R\$ MN)	3Q25	3Q24	Variation		9M25	9M24	Variation	
			R\$	%			R\$	%
Net Revenue	956	931	25	3%	2.596	2.550	46	2%
Costs with energy	(791)	(724)	(67)	9%	(2.137)	(2.070)	(67)	3%
Gross Margin w/out Concession Financial Assets	165	207	(42)	(20%)	459	480	(21)	(4%)
Concession Financial Assets (VNR)	3	1	2	200%	12	8	4	50%
Gross Margin	168	208	(40)	(19%)	471	488	(17)	(3%)
Operating Expenses	(32)	(47)	15	(32%)	(120)	(138)	18	(13%)
Provisions for Delinquency (PECLD)	(14)	(10)	(4)	40%	(35)	(31)	(4)	13%
EBITDA	122	151	(29)	(19%)	316	319	(3)	(1%)
Depreciation	(50)	(45)	(5)	11%	(149)	(126)	(23)	18%
Financial Income (Loss)	(75)	(59)	(16)	27%	(210)	(176)	(34)	19%
IR CS	(1)	(18)	17	(94%)	18	(13)	31	N/A
NET INCOME	(4)	29	(33)	N/A	(25)	4	(29)	N/A

Neoenergia Brasília reported a gross margin of R\$ 168 million in the 3Q25 (-19% vs. 3Q24) and R\$ 471 million in 9M25 (-3% vs. 9M24), explained by the one-off recognition of positive overcontracting in the 3Q24, which offset the 5.0% increase in *Parcel B* in the October 2024 tariff adjustment.

Operating expenses totaled R\$ 32 million in the 3Q25 (-32% vs. 3Q24), due to a one-off adjustment to the healthcare plan expenses, and R\$ 120 million in 9M25 (-13% vs. 9M24), reflecting non-recurring effects of favorable court decisions and the reversal of pension charges.

The PECLD was R\$ 14 million in the 3Q25 (+40% vs. 3Q24) and R\$ 35 million in 9M25 (+13% vs. 9M24), influenced by the one-off effect of negotiations with large clients in the 3Q24, which generated a positive impact of R\$ 3 million.

As a result of the aforementioned variations, EBITDA reached R\$ 122 million in the 3Q25 (-19% vs. 3Q24) and R\$ 316 million in 9M25, in line with 9M24.

The financial result was -R\$ 75 million in the 3Q25 (vs. -R\$ 59 million in the 3Q24) and -R\$ 210 million in 9M25 (vs. -R\$ 176 million in 9M24), pressured by higher debt charges due to the increase in the CDI rate during the period.

The income tax and social contribution (IR/CS) line recorded -R\$ 1 million in the 3Q25 (vs. -R\$ 18 million in 3Q24), and it was positive by R\$ 18 million in 9M25 (vs. -R\$ 13 million in 9M24), benefiting from the recognition of a R\$ 3 million tax credit in the 2Q25, resulting from the exclusion of Selic interest on tax overpayments related to the removal of ICMS from the PIS/COFINS tax base.

The Company recorded a loss of R\$ 4 million in the 3Q25 (vs. profit of R\$ 29 million in the 3Q24) and a loss of R\$ 25 million in 9M25 (vs. profit of R\$ 4 million in 9M24).

2.3. Generation and Customers

The result of the Generation and Customers business includes the performance of wind farms, solar parks, hydroelectric plants, thermal power plants, and the Neoenergia Group's trading company.

GENERATION AND CUSTOMERS STATEMENT OF INCOME (R\$ MN)	3Q25	3Q24	Variation		9M25	9M24	Variation	
			R\$	%			R\$	%
Net Revenue	1,132	992	140	14%	3,220	3,244	(24)	(1%)
Costs with energy	(594)	(468)	(126)	27%	(1,843)	(1,643)	(200)	12%
Gross Margin	538	524	14	3%	1,377	1,601	(224)	(14%)
Operating Expenses	(125)	(144)	19	(13%)	(397)	(398)	1	(0%)
Provisions for Delinquency (PECLD)	(1)	2	(3)	(150%)	(1)	1	(2)	(200%)
(+) Equity Income / Corporate Operations	(18)	4	(22)	N/A	11	10	1	10%
EBITDA	394	386	8	2%	990	1,214	(224)	(18%)
Depreciation	(88)	(110)	22	(20%)	(322)	(354)	32	(9%)
Financial Income (Loss)	(7)	(32)	25	(78%)	(93)	(144)	51	(35%)
IR CS	(50)	(41)	(9)	22%	(123)	(133)	10	(8%)
NET INCOME	249	203	46	23%	452	583	(131)	(22%)

HYDRO PLANTS STATEMENT OF INCOME (R\$ MN)	3Q25	3Q24	Variation		9M25	9M24	Variation	
			R\$	%			R\$	%
Net Revenue	166	210	(44)	(21%)	611	629	(18)	(3%)
Costs with energy	(40)	(52)	12	(23%)	(136)	(126)	(10)	8%
Gross Margin	126	158	(32)	(20%)	475	503	(28)	(6%)
Operating Expenses	(13)	(35)	22	(63%)	(63)	(99)	36	(36%)
(+) Equity Income / Corporate Operations	(18)	4	(22)	N/A	11	10	1	10%
EBITDA	95	127	(32)	(25%)	423	414	9	2%
Depreciation	3	(26)	29	N/A	(52)	(80)	28	(35%)
Financial Income (Loss)	(3)	(13)	10	(77%)	(15)	(29)	14	(48%)
IR CS	(15)	(19)	4	(21%)	(40)	(50)	10	(20%)
NET INCOME	80	69	11	16%	317	255	62	24%

WIND FARMS STATEMENT OF INCOME (R\$ MN)	3Q25	3Q24	Variation		9M25	9M24	Variation	
			R\$	%			R\$	%
Net Revenue	432	403	29	7%	1,059	941	118	13%
Costs with energy	(90)	(64)	(26)	41%	(355)	(195)	(160)	82%
Gross Margin	342	339	3	1%	704	746	(42)	(6%)
Operating Expenses	(73)	(62)	(11)	18%	(209)	(172)	(37)	22%
EBITDA	269	277	(8)	(3%)	496	574	(78)	(14%)
Depreciation	(77)	(74)	(3)	4%	(228)	(220)	(8)	4%
Financial Income (Loss)	(12)	(27)	15	(56%)	(98)	(125)	27	(22%)
IR CS	(29)	(26)	(3)	12%	(71)	(61)	(10)	16%
NET INCOME	151	150	1	1%	98	168	(70)	(42%)

SOLAR FARMS STATEMENT OF INCOME (R\$ MN)	3Q25	3Q24	Variation		9M25	9M24	Variation	
			R\$	%			R\$	%
Net Revenue	22	15	7	47%	63	44	19	43%
Costs with energy	(12)	(6)	(6)	100%	(40)	(10)	(30)	300%
Gross Margin	10	9	1	11%	23	34	(11)	(32%)
Operating Expenses	(2)	(1)	(1)	100%	(5)	(2)	(3)	150%
EBITDA	8	8	-	-	19	32	(13)	(41%)
Depreciation	(5)	(3)	(2)	67%	(13)	(11)	(2)	18%
Financial Income (Loss)	1	-	1	-	1	-	1	-
IR CS	(1)	-	(1)	-	(3)	(2)	(1)	50%
NET INCOME	3	5	(2)	(40%)	4	19	(15)	(79%)

TERMOPERNAMBUCO STATEMENT OF INCOME (R\$ MN)	3Q25	3Q24	Variation		9M25	9M24	Variation	
			R\$	%			R\$	%
Net Revenue	57	2	55	2750%	165	607	(442)	(73%)
Costs with energy	(36)	(20)	(16)	80%	(111)	(376)	265	(70%)
Gross Margin	21	(18)	39	N/A	54	231	(177)	(77%)
Operating Expenses	(15)	(18)	3	(17%)	(49)	(58)	9	(16%)
EBITDA	6	(36)	42	N/A	5	173	(168)	(97%)
Depreciation	(7)	(5)	(2)	40%	(24)	(39)	15	(38%)
Financial Income (Loss)	5	6	(1)	(17%)	17	7	10	143%
IR CS	(0)	7	(7)	N/A	4	(13)	17	N/A
NET INCOME	3	(28)	31	(111%)	1	128	(127)	(99%)

COMERC. STATEMENT OF INCOME (R\$ MN)	3Q25	3Q24	Variation		9M25	9M24	Variation	
			R\$	%			R\$	%
Net Revenue	460	360	100	28%	1,325	1,015	310	31%
Costs with energy	(416)	(330)	(86)	26%	(1,201)	(936)	(265)	28%
Gross Margin	44	30	14	47%	124	79	45	57%
Operating Expenses	(26)	(21)	(5)	24%	(72)	(59)	(13)	22%
Provisions for Delinquency (PECLD)	(1)	2	(3)	N/A	(1)	1	(2)	(200%)
EBITDA	17	11	6	55%	51	21	30	143%
Depreciation	(2)	(2)	-	-	(5)	(4)	(1)	25%
Financial Income (Loss)	1	2	(1)	(50%)	2	3	(1)	(33%)
IR CS	(5)	(3)	(2)	67%	(13)	(7)	(6)	86%
NET INCOME	11	8	3	38%	35	13	22	169%

The Generation and Customers business recorded a gross margin of R\$ 538 million in the 3Q25 (+3% vs. 3Q24), driven by the positive performance of Termopernambuco, which operated under a capacity reserve contract without dispatch in the 3Q25, while the plant was uncontracted in the 3Q24, and by the improved results of the Trading Company, reflecting the growth in energy sales volume. These effects offset the margin reduction from hydro plants resulting from the deconsolidation of HPP Baixo Iguaçu as of July 2025 following the closing of the asset sale.

In the year-to-date, gross margin totaled R\$ 1,377 million (-14% vs. 9M24), mainly pressured by the lower results from Termopernambuco, due to the termination of bilateral energy sales contracts in May 2024 and the start of the regulated contract in effect as of October 2024, in addition to the deconsolidation of Baixo Iguaçu.

Operating expenses totaled R\$ 125 million in the 3Q25 (-13% vs. 3Q24) and R\$ 397 million in 9M25, in line with 9M24, reflecting the recognition of R\$ 22 million related to insurance compensation registered at the Itapebi Plant, of which R\$ 14 million was recorded in the 3Q25.

The Equity Income/Corporate Operations line recorded -R\$ 18 million in the 3Q25, impacted by the reclassification of R\$ 21 million related to the fair value adjustment from the sale of the stake in Baixo Iguaçu and +R\$ 3 million from the result of the Corumbá plant. In 9M25, this item totaled +R\$ 11 million, with +R\$ 2 million from the Baixo Iguaçu operation and +R\$ 10 million from equity in Corumbá.

As a result of these effects, EBITDA totaled R\$ 394 million in the 3Q25 (+2% vs. 3Q24) and R\$ 990 million in 9M25 (-18% vs. 9M24).

The financial result was -R\$ 7 million in the 3Q25 (+R\$ 25 million vs. 3Q24) and -R\$ 93 million in 9M25 (+R\$ 51 million vs. 9M24). The positive variation mainly reflects the deconsolidation of the Baixo Iguaçu debt, the full amortization of the Termopernambuco debt in April 2024, and the higher yield on financial investments, driven by the increase in the CDI rate for the period.

Net income was R\$ 249 million in the 3Q25 (+23% vs. 3Q24) and R\$ 452 million in 9M25 (-22% vs. 9M24).

3. EBITDA

In compliance with CVM Resolution n° 156/22, we display in the table below the EBITDA reconciliation, and we add that the calculations shown are in line with the criteria provided for in that same resolution:

EBITDA (R\$ MN)	3Q25	3Q24	Variation		9M25	9M24	Variation	
			R\$	%			R\$	%
Net Income for the Period (A)	924	841	83	10%	3,556	2,783	773	28%
Profit assigned to minority shareholders (B)	(6)	(6)	-	-	(20)	(39)	19	(49%)
Financial Expenses (C)	(1,552)	(1,239)	(313)	25%	(4,779)	(3,802)	(977)	26%
Financial Revenues (D)	332	324	8	2%	937	916	21	2%
Other net financial income (loss) (E)	(292)	(220)	(72)	33%	(606)	(729)	123	(17%)
Income tax and social contribution (F)	(217)	(280)	63	(23%)	(79)	(922)	843	(91%)
Depreciation and amortization (G)	(729)	(701)	(28)	4%	(2,213)	(2,081)	(132)	6%
EBITDA = (A-(B+C+D+E+F+G))	3,388	2,963	425	14%	10,316	9,440	876	9%
Financial Asset (Concession) (H)	276	211	65	31%	1,382	922	460	50%
IFRS 15 (I)	322	321	1	0%	810	826	(16)	(2%)
Corporate Operations (J)	(14)	(54)	40	(74%)	(55)	(41)	(14)	34%
Adjusted EBITDA = (EBITDA - (H+I+J))	2,804	2,485	319	13%	8,180	7,733	447	6%

4. FINANCIAL RESULT

NET FINANCIAL INCOME (R\$ MN)	3Q25	3Q24	Variation		9M25	9M24	Variation	
			R\$	%			R\$	%
Revenue from financial investments	240	238	2	1%	657	661	(4)	(1%)
Charges, monetary and exchange variations and debt derivative financial instruments	(1,615)	(1,281)	(334)	26%	(4,812)	(3,945)	(867)	22%
Other financial income (loss) not related to debt	(137)	(92)	(45)	49%	(293)	(331)	38	(11%)
Interest, commissions and arrears interest	92	92	-	-	274	261	13	5%
Monetary and exchange variations - other	16	(7)	23	(329%)	109	(19)	128	(674%)
Adjustment to provision for contingencies / judicial deposits	(17)	(28)	11	(39%)	(66)	(116)	50	(43%)
Adjustment to sector financial assets / liabilities	(67)	(26)	(41)	158%	(188)	(109)	(79)	72%
Post-employment liabilities	(24)	(24)	-	-	(76)	(71)	(5)	7%
Other net financial revenues (expenses)	(137)	(99)	(38)	38%	(346)	(277)	(69)	25%
Total	(1,512)	(1,135)	(377)	33%	(4,448)	(3,615)	(833)	23%

The Consolidated Financial Result was -R\$ 1,512 million in the 3Q25 (compared to R\$ 1,135 million in the 3Q24) and R\$ 4,448 million in 9M25 (compared to R\$ 3,615 million in 9M24). This result was mainly due to the higher debt charges expense due to the increase in the average balance compared to the 3Q24, driven by funding allocated to Capex, and the 1.07 percentage point increase in the year-to-date CDI rate for the period (48% of the Company's debt is linked to this index).

It is worth noting that in 9M25, the monetary and exchange rate variation item was positively impacted by the R\$ 99 million credits related to the monetary restatement of undue debts recorded in the 2Q25.

5. INVESTMENTS

Neoenergia Capex ended the 3Q25 at R\$ 2.6 billion and 9M25 at R\$ 7.6 billion, pursuant to the table below:

CAPEX Neoenergia (R\$ million)	3Q25	3Q24	Δ %	9M25	9M24	Δ %
Networks	2,526	2,530	(0%)	7,458	6,635	12%
Distributors	1,797	1,309	37%	4,806	3,669	31%
Transmission Lines	730	1,221	(40%)	2,652	2,966	(11%)
Generation and Customers	71	51	38%	161	105	53%
Hydroelectric plants	26	12	114%	37	27	38%
Wind Farms	31	35	(12%)	85	63	36%
Solar	-	1	(100%)	-	6	(100%)
Termopernambuco	3	1	233%	22	4	506%
Customers	10	2	560%	17	6	170%
TOTAL	2,597	2,586	0%	7,628	6,746	13%

Note: Does not consider financial adjustments and capitalized provisions

5.1. Networks

5.1.1. Distribution

In 9M25, the distributors' Capex amounted to R\$ 4.8 billion, of which R\$ 3.2 billion was used for the expansion of networks. The table below displays the breakdown of Capex by distributor:

INVESTMENTS MADE (amounts in R\$ MN)	Neoenergia Coelba			Neoenergia Pernambuco			Neoenergia Cosern			Neoenergia Elektro			Neoenergia Brasilia			CONSOLIDATED		
	9M25	9M24	Δ %	9M25	9M24	Δ %	9M25	9M24	Δ %	9M25	9M24	Δ %	9M25	9M24	Δ %	9M25	9M24	Δ %
Network Expansion	1,937	1,448	34%	427	346	24%	245	169	45%	521	441	18%	70	50	39%	3,200	2,453	30%
Luz para Todos Program	285	243	18%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	285	243	18%
New Connections	950	792	20%	344	250	38%	153	106	45%	366	290	26%	34	24	41%	1,847	1,462	26%
New SE's and RD's	701	413	70%	83	92	(9%)	92	63	45%	155	150	3%	36	26	37%	1,067	744	43%
ECV Commitment	0	(0)	-	1	4	(83%)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	4	(83%)
Assets Renewal	295	276	7%	130	156	(17%)	58	64	(10%)	121	127	(5%)	67	38	76%	670	662	1%
Network Improvement	174	96	81%	46	42	9%	46	27	69%	70	79	(12%)	34	21	61%	369	265	39%
Losses and Default	65	59	11%	84	72	15%	7	10	(32%)	6	10	(33%)	22	12	88%	184	163	13%
Other	271	120	126%	74	30	144%	49	20	149%	113	72	58%	47	47	0%	554	288	92%
Movement of Material (Inventory x Works)	91	(04)	(738%)	18	4	345%	28	15	84%	15	(2)	N/A	39	5	717%	191	8	N/A
(=) Gross Investment	2,832	1,984	43%	778	650	20%	433	306	42%	846	726	17%	279	173	62%	5,169	3,839	35%
GRANTS	(75)	(97)	(23%)	(9)	(16)	(45%)	(20)	(3)	500%	(58)	(28)	106%	(10)	(17)	(40%)	(172)	(162)	6%
(=) Net Investment	2,758	1,887	46%	769	634	21%	414	302	37%	789	698	13%	269	155	73%	4,997	3,676	36%
Movement of Material (Inventory x Works)	(91)	14	(738%)	(18)	(4)	345%	(28)	(15)	84%	(15)	2	N/A	230	(5)	N/A	77	(8)	N/A
(+) CAPEX	2,667	1,901	40%	751	630	19%	385	287	34%	773	700	10%	230	151	52%	4,806	3,669	31%
Regulatory Annuity Basis	271	120	126%	74	30	144%	49	20	149%	113	72	58%	47	47	0%	554	288	92%
Regulatory Remuneration Basis	2,470	1,878	32%	686	616	11%	356	270	32%	718	657	9%	193	121	59%	4,424	3,543	25%

5.1.2. Transmission

In 9M25, the transmission lines Capex amounted to R\$ 2.7 billion, fully used in the final construction phase of lines and substations of the lots.

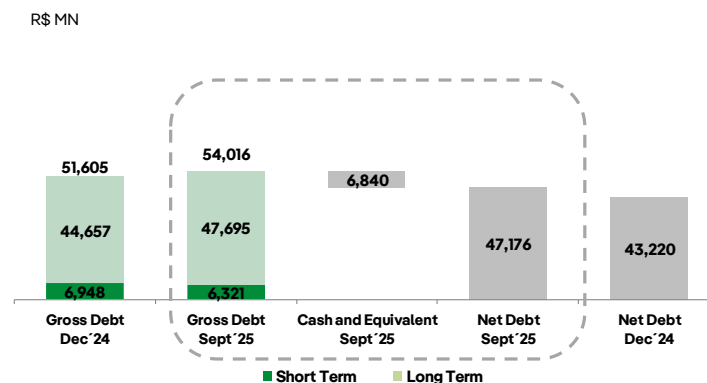
5.2. Generation and Customers

Investments made in Generation and Customers amounted to R\$ 161 million in 9M25, mainly used for the maintenance of wind farms and hydroelectric plants.

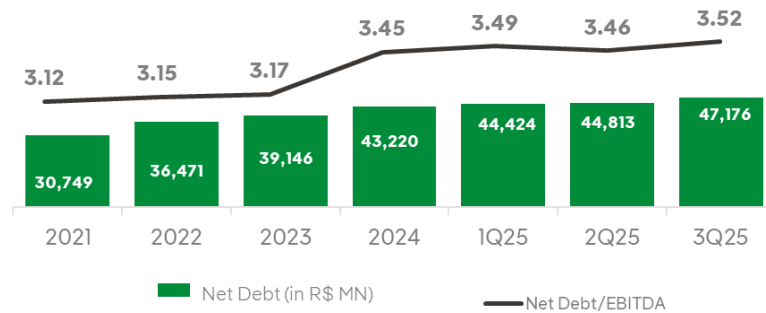
6. INDEBTEDNESS

6.1. Debt situation and Financial Leverage

In September 2025, Neoenergia's consolidated net assets, including cash, cash equivalents, and marketable securities, totaled R\$ 47,176 million (gross debt of R\$ 54,016 million), representing a 9% increase (R\$ 3,956 million) compared to December 2024, mainly due to the actual Capex of grid projects. As regards the segregation of the outstanding balance, Neoenergia has 88% of its debt accounted for in the long term and 12% in the short term.



The financial indicator Total Net Debt/EBITDA increased from 3.45x in December 2024 to 3.52x in September 2025. Net debt was temporarily affected by the increase in regulatory assets resulting from subsidies approved and implemented following the tariff adjustments of Neoenergia's distribution companies in the Northeast region, which will be offset as of 2026 adjustments.



6.2. Debt amortization schedule

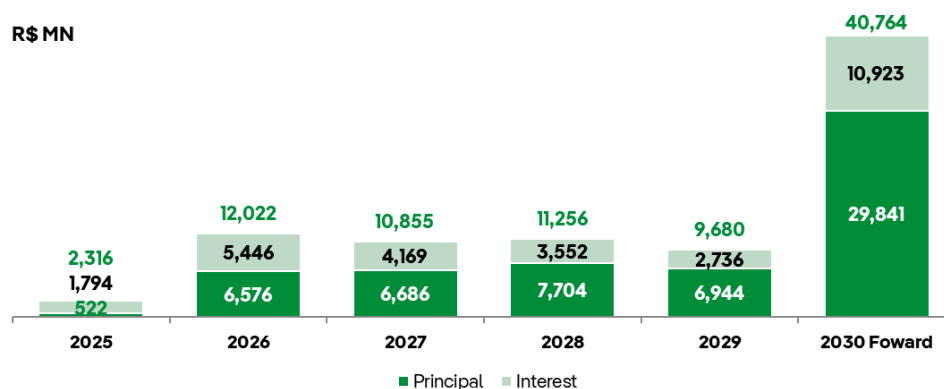
The Company seeks to align its debt structure with the financial cycle of its business, considering the specific characteristics of each company and the characteristics of concessions and authorizations. Aiming at efficiency by reducing the cost of debt and extending its amortization profile, the Company actively manages its financial liabilities to avoid concentration of debt maturities.

The amounts maturing in the coming years are not concentrated in any specific period and are consistent with the volumes matured in recent fiscal years.

In 2025, the highest amortizations concern Neoenergia Coelba in the estimated amount of R\$ 136 million, Neoenergia Holding in the amount of R\$ 128 million, and Neoenergia Elektro amounting to R\$ 109 million. The sum of these maturities represents 72% of the consolidated volume to be amortized in the period.

In 2026, the largest concentrations of debt payments refer to Neoenergia Coelba, in the estimated amount of R\$ 2,018 million, Neoenergia Pernambuco, in the amount of R\$ 1,007 million, Neoenergia Elektro, in the amount of R\$ 870 million, and Neoenergia Brasília, in the amount of R\$ 650 million. The combined maturities of these distributors account for 69% of the consolidated volume to be amortized in the period.

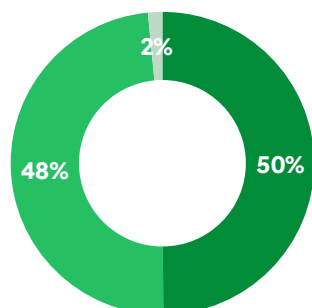
Neoenergia's average debt term in September 2025 was 5.74 years (vs. 6.30 years in December 2024). The chart below shows the debt principal and interest maturity schedule, using the forward market curves for the indexes and currencies linked to the debt in effect at the end of the 3Q25.



6.3. Debt Profile

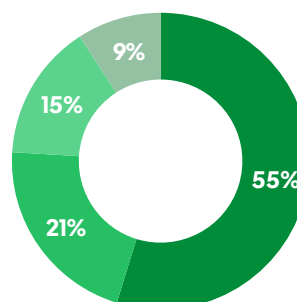
The charts below display the debt balance segregated by funding source and by indexer. The consolidated average debt cost in September 2025 was 12.1% (vs. 10.8% in December 2024).

NET DEBT PER INDEX (post swap)



■ IPCA ■ CDI and SELIC ■ TJLP

DEBT PER FUNDING



■ Capital Markets
■ National Development Banks
■ International Development Banks
■ International Commercial Banks

In the 3Q25 we raised a total of R\$ 3,661 million. We point out the debt disbursement lines that follow:

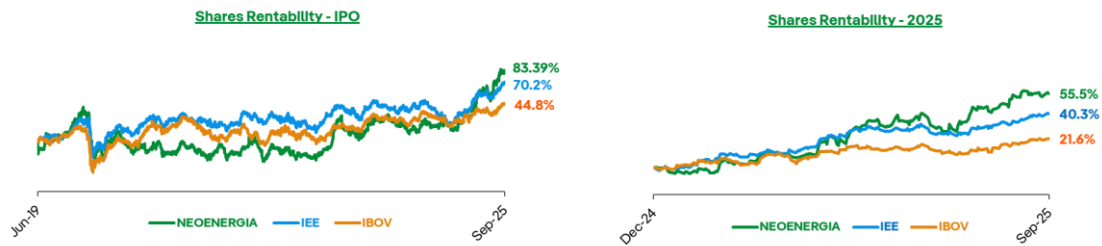
- i. Disbursement of EIB financing to Neoenergia Coelba in the amount of R\$ 1,948 million and a 10-year term;
- ii. Release of the 15th Debenture Issue of Neoenergia Pernambuco and the 16th Debenture Issue of Neoenergia Elektro, in the amounts of R\$ 600 million each and a term of up to 15 years;
- iii. Release of line 4131 with Santander for Neoenergia Alto Paranaíba in the amount of R\$ 300 million and a term of 1 year;
- iv. Disbursement of BNB financing to Neoenergia Alto Paranaíba, in the amount of R\$ 105 million and a term of 20 years;
- v. Release of BNDES financing to Neoenergia Guanabara, in the amount of R\$ 58 million and a term of 24 years;
- vi. Disbursement of BNDES financing to Neoenergia Morro do Chapéu, in the amount of R\$ 50 million and a term of 24 years.

7. RATING

On March 25, 2025, a Standard & Poor's – S&P reaffirmed the rating of Neoenergia and its distributors at "BB" on the Global scale, and 'brAAA' on the Brazil National Scale, capped at the sovereign rating.

8. CAPITAL MARKETS

On December 30, 2025, Company's market value was R\$ 34.84 billion with shares (NEOE3) trading at R\$ 28.70. On the 2025 year-to-date basis, the shares appreciated by 55,5%, as shown in the charts below:



Below is a table displaying share price values and market value:

Capital Markets	IPO	3Q25
Number of shares (thous)	1,213,797,248	1,213,797,248
Share value	15.65	28.70
Market value ¹ (R\$ million)	18,996	34,836

¹Market value = number of shares x share value

9. ESG

Neoenergia adopts a Sustainability strategy integrated into its business model, underlining its commitment to sustainable development. To enhance this performance, the company set up 30 sustainability goals with commitments made for 2025 and 2030. These goals are monitored and disclosed quarterly, guaranteeing transparency and ongoing engagement. These goals were approved by the Board of Directors and are aligned with the priority topics identified by the major company's stakeholders. The table that follows shows the results achieved in the 9M25:

	ESG Commitments	Parameters	9M25 Real	2025 Target	2030 Target
E	Emissions	Generated gCO2/kWh emissions (scope 1)	3	36	20
	Digitalization of Networks	% of HV and MV networks digitalized	82%	83%	90%
	Fleet electrification	% of company light-duty vehicles electrified within Neoenergia's fleet	17%	13%	50%
	Sustainable light vehicle fleet	% on the total fleet of light vehicles (flex, hybrid or electric)	100%	99%	100%
	Installed reuse water capacity	Millions of liters	8.3	7.5	10
	Biodiversity Assessment	% assets with biodiversity assessment and positive impact plan	4%	20%	100%
S	Women in relevant positions	Presence of women in executive board and oversight positions	33%	31%	35%
	Women in leadership positions	Presence of women in leadership in executive board, oversight and management positions	32%	33%	40%
	Female journey person electricians	% of women that have complete electrician training	32%	30%	35%
	Female electricians	% of women occupying electrician positions	10%	9%	12%
	Racial diversity	% of Black and multiracial employees in executive board, oversight, management and supervisors positions	30%	35%	40%
	Corporate Volunteers	Number of volunteers (employees and invitees)	1,680	3,700	4,700
	Safety (ISO 45001)	% company workers assigned to ISO45001-certified sites	57%	50.0%	60%
	Safety	TRIR (company staff)	0.44	<0.43	<0.39
	Training	Average hours dedicated to training employees and professionals in the communities in which we operate	86	67.0	70
	Digital customers	Digital Transactions / (Human Transactions + Digital Transactions)	94.7%	95.1%	95.1%
	Inclusion and diversity for customer service	Number of solutions implemented	21	22	NA
	Beneficiaries of the Neoenergia Institute	Annual beneficiaries of the programs (thousand)	2135	280	412
	Quality of supply	Equivalent Duration of Outages per consumer unit	8.49	9.29	8.44
	Purchases from local suppliers	% of the invoiced purchase volume from local suppliers	100%	>90%	>90%
	Purchases from sustainable suppliers	% R\$ of purchases carried out with sustainable suppliers	87%	>80%	>85%
	Human Rights Due Diligence Procedure	Ongoing review	✓	✓	✓
	Formal Stakeholder Engagement Process	Increase stakeholder engagement through diverse mechanisms and channels	✓	✓	✓
	Cybersecurity Assessments	Number of annual assessments or external checks	291	316	316
	Cybersecurity education and training	Total annual hours of cybersecurity and information protection training	10,633	11,500	13,100
G	ESG Variable Remuneration	% of variable remuneration included in long-term incentives linked to ESG	30%	30%	33%
	Governance	Maintain the best practices for Corporate Governance	✓	✓	✓
	Independent external certification or validation of the compliance system	Obtain/maintain (annually)	✓	✓	✓
F	Green Financing Framework	Annual review and update (if applicable)	✓	✓	✓
	ESG financing	% of new financial contracts in the 2023–2025 and 2026–2030 trienniums classified as ESG/green (under the European taxonomy)	85%	>60%	>75%

Neoenergia's sustainable practices have distinguished the company in important sustainability indexes and ratings. The company is included in the FTSE4 Good Index Series and the ISE B3 (Corporate Sustainability Index), and IDiversa B3. Furthermore, it is listed in the S&P's Sustainability Yearbook. Neoenergia also stands out in the CDP and became part of the A List, with an A score in Climate Change and a B in Water Security. Recently, Neoenergia was recognized as one of

the global leaders in sustainability, ranking 42nd in the Carbon Clean 200, and ranking 3rd in Brazil and the sector globally. Neoenergia Coelba, a subsidiary of Neoenergia, ranked 140th in the global ranking, ranking 6th among Brazilian companies and 11th in the sector.

Highlights of the quarter:

Neoenergia was recognized with the ANEFAC “2025 ESG Best Practices” Award in the Transformational Journey category. Granted by the National Association of Finance, Administration and Accounting Executives (ANEFAC), the award highlights companies that adopt innovative, measurable, and sustainable practices capable of generating value for society and the environment.

The company was also ranked by the Valor Econômico newspaper among the 25 largest companies in Brazil, moving up two positions from the previous year, from 27th to 25th place. This marks the second consecutive year that the company has remained the absolute leader in the electric sector in the ranking, reinforcing its relevance and strength in the national market.

In the electric sector, Neoenergia broke a record by winning eight trophies at the 2025 Abradee Awards. Neoenergia Cosern was elected, for the second time, the best energy distributor in Brazil and, for the seventh time, the best in the Northeast. Meanwhile, Neoenergia Elektro was recognized as the best concessionaire in the Southeast. In a groundbreaking achievement for the electric sector in the Federal District, Neoenergia Brasília won first place in the Performance Evolution category.

On the topic of diversity, the company joined the Forum of Companies and LGBTI+ Rights. The signing event of the adhesion charter was attended by Neoenergia’s CEO, Eduardo Capelastegui, representatives of the LGBTI+ affinity group, and Neoenergia’s Diversity Forum.

Strengthening its renewable energy strategy, Neoenergia signed a new self-production contract with Nexus Ligas, Brazil’s leading producer of manganese alloys. The company became a partner in the Canoas 3 wind generation unit, part of the Neoenergia Chafariz wind complex located in Paraíba. The 10-year contract, under the self-production model, grants Nexus access to 15 megawatts (MWm) of renewable energy.

Another partnership was established with Ambev, which acquired a stake in three wind farms of the Neoenergia Oitis Wind Complex, located in the states of Piauí and Bahia. The renewable energy purchase agreement, under the self-production equivalency model, guarantees access to 55 average MW (MWm) through 2033, sourced from the Oitis 3, 5, and 7 wind farms.

Taking another important step toward Brazil’s energy transition, the company received the Preliminary License (LP) from the Pernambuco State Environmental Agency (CPRH) for the Noronha Verde project, an initiative aimed at decarbonizing Fernando de Noronha’s energy matrix through by expanding renewable energy generation.

Reaffirming its commitment to a fair, sustainable, and innovative energy transition, Neoenergia, through its Energy Efficiency Program (PEE) regulated by ANEEL, has been promoting the conscious use of electricity, generating positive impacts across the country. Neoenergia Brasília launched a package of energy efficiency actions with the Brazilian Air Force (FAB), including the inauguration of two solar power plants, the installation of LED lighting on internal roads, and the replacement of over 13,000 conventional lamps with high-efficiency models. With a total investment of R\$ 3.7 million from the PEE, these actions are expected to generate annual savings of R\$ 1.17 million for public coffers. The delivered

plants will produce a total of 1.7 GWh/year, enough to power over 1,200 homes, representing R\$ 680,000 in annual savings.

Reinforcing its commitment to sustainability in Olympic sports, the company renewed its partnership with the Brazilian Olympic Committee (COB) until 2028. Neoenergia will supply 100% renewable energy to the Brazil Team Training Center in Rio de Janeiro, allowing the COB to eliminate its Scope 2 emissions (related to electricity consumption) and save some R\$ 4.5 million, in addition to reducing over 360 tons of CO₂.

10. OTHER MATTERS

10.1. Low-Income Customers

	3Q25						3Q24					
Number of Residential Customers (thousand)	Consolidated	Neoenergia Coelba	Neoenergia Pernambuco	Neoenergia Cosern	Neoenergia Elektro	Neoenergia Brasília	Consolidated	Neoenergia Coelba	Neoenergia Pernambuco	Neoenergia Cosern	Neoenergia Elektro	Neoenergia Brasília
Conventional	10,883	4,044	2,498	1,016	2,371	953	10,859	4,113	2,483	1,010	2,304	949
Low Income	4,235	2,135	1,305	423	256	116	3,906	1,905	1,226	400	276	100
Total	15,118	6,179	3,804	1,439	2,627	1,069	14,766	6,018	3,709	1,410	2,580	1,049

10.2. Neoenergia Elektro Adjustment

On August 19, 2025, Aneel approved Neoenergia Elektro's tariff adjustment, with an average impact on consumers of 11.88%, effective August 27, 2025.

The variation in Parcel A was 12.83%, totaling R\$ 7,266 billion, primarily impacted by the 28.26% increase in sector charges. The average onlending price for power purchase agreements was set at R\$ 252.83/MWh. Parcel B's variation was 1.30% (R\$ 3,107 billion), reflecting the inflation accumulated (IGP-M) since the last adjustment of 2.96%, less the X Factor of 1.67%.

10.3. Neoenergia Brasília Adjustment

On October 14, 2025, Aneel approved a tariff adjustment for Neoenergia Brasília, with an average impact on consumers of 11.65%, effective October 22, 2025.

The variation in Parcel A was 9.8%, totaling R\$ 3,190.3 million, primarily impacted by the 27.4% increase in sector charges, the 7.8% increase in transmission costs, and the 1.0% increase in energy purchase costs. The average passed-through price of energy purchase agreements was set at R\$ 288.82/MWh. The variation in Parcel B was 8.3%, reflecting the year-to-date inflation (IPCA) of 5.24% for the period, less the X Factor of -1.59%, as well as variations in Other Revenue and Revenue from Excess Demand and Reactive Power earned during the period, resulting in a Parcel B value of R\$ 721.5 million.

10.4. Neoenergia Pernambuco Concession Extension

On September 17, 2025, the Amendment to the contract for extending the Concession of Neoenergia Pernambuco was entered, entirely free of charge, for a period of 30 years, valid from March 30, 2030, to March 30, 2060.

This extension is in line with Neoenergia's strategy to invest in distribution networks, ensuring quality service for its customers and profitability for its shareholders.

10.5. Closing of the sale of stake in the Itabapoana Transmission Line

In August 2025, Neoenergia announced the closing of the sale of 50% of the Itabapoana transmission line to the Unique Power investment fund, one hundred percent owned by GIC, with an equity value of R\$ 127.5 million (reference date: 09/30/24).

This is the first transaction carried out following the development agreement signed between Neoenergia and GIC on 04/25/23, which granted GIC the right of first offer regarding a potential future sale of a 50% stake in transmission assets under construction. The transaction underlines Neoenergia's asset rotation strategy, focused on portfolio optimization and value generation, in line with disciplined capital allocation.

10.6. Increased stake in Corumbá HPP

On October 3, 2025, Neoenergia Renováveis, a subsidiary of Neoenergia, was granted Lot D in the Special Auction for the sale of shares owned by CELGPAR. This lot comprises 37.5% of the total share capital of ECIII, which holds a 40% stake in the Consórcio Empreendedor Corumbá III, operator of the Corumbá Hydroelectric Power Plant (HPP Corumbá), located in Goiás, with an installed capacity of 96.5 MW.

Currently, Neoenergia Renováveis holds a 70% stake in HPP Corumbá (25% of ECIII's total share capital and 60% of the Consórcio Empreendedor Corumbá III). After the closing of the transaction, Neoenergia Renováveis will hold an 85% stake in HPP Corumbá.

The transaction is valued at R\$ 92 million, subject to adjustment based on the IPCA index from the base date of December 31, 2023, until the settlement date of Lot D in the auction, along with other typical adjustments for this type of transaction. The closing is conditional upon the fulfillment of certain customary precedent conditions, including the non-exercise of the right of first refusal by Companhia Energética de Brasília (CEB), which holds the remaining stake in ECIII.

11. RECONCILIATION NOTE

Neoenergia discloses the 3Q25 and 9M25 results based on management analysis that the Board of Directors believes to reflect the company's business in the best manner, in line with the international interim financial reporting standards (International Financial Reporting Standards – IFRS).

Calculation Memory (CONSOLIDATED)	Current Year		Previous Year		Corresponding Explanatory Notes
	3Q25	9M25	3Q24	9M24	
(+) Net Revenue	13,485	38,626	12,257	35,363	Incement Statement
(-) Estimated Replacement Value of Concession	(276)	(1,382)	(211)	(922)	Note 5
(-) Other revenues	(255)	(753)	(251)	(724)	Note 5
(-) Other revenues	(12)	41	(5)	(12)	Note 5.3
(+) Contractual and regulatory penalties	(17)	(78)	0	0	Note 5.3
(+) Revenue from Operation and Maintenance	46	131	36	119	Note 5.3
(+) Photovoltaic Operations	0	0	0	1	Note 5.3
(+) Other revenues - Other revenues	1	6	7	11	Note 5.3
= Net Operating REVENUE	12,972	36,591	11,833	33,836	
(+) Costs with electric energy	(6,139)	(16,425)	(5,410)	(15,022)	Incement Statement
(+) Fuel for energy production	(25)	(82)	(13)	(181)	Note 8
(+) Construction costs	(2,524)	(7,548)	(2,488)	(6,650)	Incement Statement
(+) Photovoltaic Operations	(4)	(5)	(3)	(7)	Note 8
= Energy costs	(8,692)	(24,060)	(7,914)	(21,860)	
(+) Estimated replacement value of concession	276	1,382	211	922	Note 5
= GROSS MARGIN	4,556	13,913	4,130	12,898	
(+) Operating costs	(1,394)	(4,168)	(1,331)	(4,136)	Incement Statement
(+) Sales expenses	(90)	(274)	(79)	(197)	Incement Statement
(+) Other general and administrative revenues/expenses	(593)	(1,755)	(545)	(1,652)	Incement Statement
(-) Fuel for energy production	25	82	13	181	Note 8
(-) Photovoltaic Operations	4	5	3	7	Note 8
(-) Depreciation	729	2,213	701	2,081	Note 8
(+) Other revenues	255	753	251	724	Note 5
(-) Gain/Loss on RAP	12	(41)	5	12	Note 5.3
(-) Contractual and regulatory penalties	17	78	0	0	Note 5.3
(-) Revenue from operation and maintenance	(46)	(131)	(36)	(119)	Note 5.3
(-) Photovoltaic Operations	0	0	0	(1)	Note 5.3
(-) Other revenues - Other revenues	(1)	(6)	(7)	(11)	Note 5.3
= Operating Expenses (PMO)	(1,082)	(3,244)	(1,025)	(3,111)	
Provisions for Delinquency (PECLD)	(117)	(415)	(123)	(420)	Incement Statement
(+) Equity Income / (-) Fair value Adjustment - Investment	31	62	(19)	73	Incement Statement
EBITDA	3,388	10,316	2,963	9,440	
(+) Depreciation and Amortization	(729)	(2,213)	(701)	(2,081)	Incement Statement and Note 8
(+) Financial Income/Loss	(1,512)	(4,448)	(1,135)	(3,615)	Incement Statement
(+) IR/CS	(217)	(79)	(280)	(922)	Incement Statement
(+) Minority shareholders	(6)	(20)	(6)	(39)	Incement Statement
NET INCOME	924	3,556	841	2,783	Incement Statement

ANNEX I – Managerial DREs by Business

(base date 09/30/2025):

STATEMENT OF INCOME (R\$ MN)	NETWORKS								GENERATION AND CUSTOMERS								OTHERS							
	3Q25	3Q24	Variation		9M25	9M24	Variation		3Q25	3Q24	Variation		9M25	9M24	Variation		3Q25	3Q24	Variation		9M25	9M24	Variation	
			R\$	%			R\$	%			R\$	%			R\$	%			R\$	%			R\$	%
GROSS MARGIN	4,032	3,621	411	11%	12,575	11,321	1,254	11%	538	524	14	3%	1,377	1,601	(224)	(14%)	(14)	(15)	1	(7%)	(39)	(24)	(15)	63%
Operating Expenses	(899)	(827)	(72)	9%	(2,657)	(2,525)	(132)	5%	(125)	(144)	19	(13%)	(397)	(398)	1	(0%)	(58)	(54)	(4)	7%	(190)	(188)	(2)	1%
Provisions for Delinquency (PECLD)	(116)	(125)	9	(7%)	(414)	(421)	7	(2%)	(1)	2	(3)	N/A	(1)	1	(2)	N/A	-	-	-	-	-	-	-	-
(+) Equity Income / Corporate Operations	43	(23)	66	N/A	46	63	(17)	(27%)	(18)	4	(22)	N/A	11	10	1	10%	6	-	6	-	5	-	5	-
EBITDA	3,060	2,645	415	16%	9,550	8,438	1,112	13%	394	386	8	2%	990	1,214	(224)	(18%)	(66)	(68)	2	(3%)	(224)	(212)	(12)	6%
Depreciation	(583)	(530)	(53)	10%	(1,716)	(1,544)	(172)	11%	(88)	(110)	22	(20%)	(322)	(354)	32	(9%)	(58)	(61)	3	(5%)	(175)	(183)	8	(4%)
Financial Income (Loss)	(1,484)	(1,107)	(377)	34%	(4,288)	(3,374)	(914)	27%	(7)	(32)	25	(78%)	(93)	(144)	51	(35%)	(21)	4	(25)	N/A	(67)	(97)	30	(31%)
IR CS	(174)	(247)	73	(30%)	22	(812)	834	N/A	(50)	(41)	(9)	22%	(123)	(133)	10	(8%)	7	8	(1)	(13%)	22	23	(1)	(4%)
Removals (Minority Shareholdings)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(6)	(6)	-	-	(20)	(39)	19	(49%)
NET INCOME	819	761	58	8%	3,568	2,708	860	32%	249	203	46	23%	452	583	(131)	(22%)	(144)	(123)	(21)	17%	(464)	(508)	44	(9%)

ANNEX II – Balance Sheet by Business

(base date 09/30/2025):

STATEMENT OF FINANCIAL POSITION - R \$Million	Networks			Generation and Costumers					Others	Consolidated
	Distribution	Transmission	Total networks	Wind farms and solar parks	Hydro plants	Thermo plants	Commercialization and services	Total Generation and Customers	Total	
CURRENT ASSETS										
Cash and cash equivalents	2,898	682	3,580	1,191	380	127	111	1,809	654	6,043
Trade accounts receivable and others	9,697	91	9,788	125	37	21	174	357	-	10,145
Securities and marketable securities	247	19	266	2	-	-	-	2	-	268
Derivative financial instruments	122	10	132	-	-	-	2	2	-	134
Public Service Concession (Contract asset)	-	1,375	1,375	-	-	-	-	-	-	1,375
Non-current assets held for sale	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Other current assets	2,571	229	2,800	38	39	59	32	168	279	3,247
TOTAL CURRENT ASSETS	15,834	2,406	18,240	1,356	456	207	319	2,338	933	21,511
NON-CURRENT ASSETS										
Trade accounts receivable and others	437	-	437	-	-	-	15	15	-	452
Securities and marketable securities	94	18	112	401	14	-	2	417	-	529
Derivative financial instruments	234	-	234	4	-	-	-	4	73	311
Public service Concession (financial assets)	31,271	-	31,271	-	-	-	-	-	-	31,271
Public service Concession (contractual assets)	5,929	16,789	22,718	-	-	-	-	-	-	22,718
Investments in subsidiaries, associates and joint ventures	-	1,103	1,103	-	867	-	8	875	-	1,978
Right of use	156	1	157	39	2	3	2	46	2	205
Property, Plant & Equipment ("PP&E")	-	29	29	7,643	1,676	910	21	10,250	52	10,331
Intangible assets	15,643	12	15,655	109	1,903	1	41	2,054	2	17,711
Other non-current assets	4,870	997	5,867	288	34	130	77	529	76	6,472
TOTAL NON-CURRENT ASSETS	58,634	18,949	77,583	8,484	4,496	1,044	166	14,190	205	91,978
TOTAL ASSETS	74,468	21,355	95,823	9,840	4,952	1,251	485	16,528	1,138	113,489
CURRENT LIABILITIES										
Suppliers and accounts payable to contractors and covenant contracts	3,578	256	3,834	84	18	19	72	193	149	4,176
Loans and financing	4,828	699	5,527	249	37	-	16	302	293	6,122
Derivative financial instruments	211	2	213	-	-	-	4	4	116	333
Sectoral financial liabilities (Portion A and others)	559	-	559	-	-	-	-	-	-	559
Other current liabilities	5,716	1,127	6,843	743	245	71	183	1,242	(1,795)	6,290
TOTAL CURRENT LIABILITIES	14,892	2,084	16,976	1,076	300	90	275	1,741	(1,237)	17,480
NON-CURRENT LIABILITIES										
Suppliers and accounts payable to contractors and covenant contracts	217	-	217	-	-	-	-	-	-	217
Loans and financing	33,461	6,155	39,616	2,997	151	-	39	3,187	4,388	47,191
Derivative financial instruments	468	11	479	-	-	-	1	1	335	815
Sectoral financial liabilities (Portion A and others)	1,299	-	1,299	-	-	-	-	-	-	1,299
Other non-current liabilities	6,028	2,821	8,849	424	772	43	27	1,266	40	10,155
TOTAL NON-CURRENT LIABILITIES	41,473	8,987	50,460	3,421	923	43	67	4,454	4,763	59,677
TOTAL LIABILITIES	56,365	11,071	67,436	4,497	1,223	133	342	6,195	3,526	77,157
NET EQUITY										
Attributable to controlling interest	18,008	10,259	28,267	5,323	3,729	1,118	143	10,313	(2,388)	36,192
Attributable to non-controlling interest	95	25	120	20	-	-	-	20	-	140
TOTAL NET EQUITY	18,103	10,284	28,387	5,343	3,729	1,118	143	10,333	(2,388)	36,332
TOTAL LIABILITIES AND NET EQUITY	74,468	21,355	95,823	9,840	4,952	1,251	485	16,528	1,138	113,489
DEBT										
Gross debt										
ASSETS										
CURRENT ASSETS										
Cash and cash equivalents	2,898	682	3,580	1,191	380	127	111	1,809	654	6,043
Securities and marketable securities	247	19	266	2	-	-	-	2	-	268
Derivative financial instruments	122	10	132	-	-	-	2	2	-	134
NON-CURRENT ASSETS										
Securities and marketable securities	94	18	112	401	14	-	2	417	-	529
Derivative financial instruments	234	-	234	4	-	-	-	4	73	311
LIABILITIES										
CURRENT LIABILITIES										
Loans and financing	4,828	699	5,527	249	37	-	16	302	293	6,122
Derivative financial instruments	211	2	213	-	-	-	4	4	116	333
NON-CURRENT LIABILITIES										
Loans and financing	33,461	6,155	39,616	2,997	151	-	39	3,187	4,388	47,191
Derivative financial instruments	468	11	479	-	-	-	1	1	335	815
Total Gross Debt	38,612	6,857	45,469	3,242	188	-	58	3,488	5,059	54,016
Total Net Debt	35,373	6,138	41,511	1,648	(206)	(127)	(55)	1,260	4,405	47,176

ANNEX III – Consolidated Cash Flow

(base date 09/30/2025):

OPERATING ACTIVITIES CASH FLOW - R\$ Million	9M25	9M24
Net Income for the Period/Fiscal Year	3,576	2,822
Adjusted by:		
Depreciation and amortization	2,259	2,122
Write-off of non-current assets	116	131
Equity Income	1	(32)
Fair value adjustment/ Impairment	(63)	(41)
Income taxes paid	79	922
Financial income (expenses), net	4,448	3,615
Concession's estimated replacement value	(1,382)	(922)
Changes in working capital:		
Receivables from clients and other	(203)	102
Public Service Concession (Contract assets - Transmission)	(3,649)	(3,821)
Suppliers and accounts payable to contractors and covenant contracts	17	(389)
Wages, employment benefits and charges payable, net	(160)	(159)
Sectoral financial assets and liabilities, net (Portion A and others)	(979)	640
Other recoverable (payable) taxes and sectoral charges, net	93	185
Provisions, net of judicial deposits	(184)	(343)
Other net assets and liabilities	(33)	(684)
Net Cash generated from operations	3,936	4,148
Dividends and interest on own capital received	85	102
Payment of debt charges	(2,546)	(2,218)
Derivative financial instruments paid, net	(859)	(835)
Income from financial investments	657	661
Payment of interest – Leases	(24)	(21)
Income taxes paid	(271)	(260)
Cash generated by operating activities	978	1,577
Cash flow from investing activities		
Acquisition of fixed and intangible assets	(182)	(141)
Capital increase in investees	(3)	(81)
Capital reduction in investees	-	93
Public service concession (Contract assets - Distribution)	(5,087)	(3,806)
Investments in securities and marketable securities	(1,024)	(627)
Redemption of securities and marketable securities	938	605
Disposal of Subsidiary – Geração Céu Azul S.A.	1,050	-
Disposal of equity interest – Neoenergia Itabapoana (Note 15.3)	115	-
Cash flow generated by (used in) investing activities	(4,193)	(3,957)
Cash flow from financing activities		
Funds raised through loans and financing	6,915	9,799
Payment of fundraising costs	(235)	(143)
Amortization of principal from loans and financing	(6,039)	(7,174)
Collateral deposits	(36)	(35)
Public Service Concessions obligations	203	234
Payment of principal - Leases	(56)	(40)
Derivative financial instruments received (paid), net	760	201
Public Offering for acquisition of shares from Neoenergia Cosern	-	(157)
Dividends and interest on own capital paid to non-controlling interest	(2)	(35)
Disposal of equity interest in subsidiaries	23	-
Repurchase of treasury shares	(5)	-
Cash flow generated by financing activities	1,528	2,650
Increase (decrease) in cash and cash equivalents for the period	(1,687)	270
Cash and cash equivalents at the beginning of the period	7,730	7,448
Cash and cash equivalents at the end of the period	6,043	7,718



DISCLAIMER

This document was prepared by NEOENERGIA S.A. with the purpose of indicating the general situation and progress of the Company's business. This document is the property of NEOENERGIA and must not be used for any other purpose without prior written authorization of NEOENERGIA.

The information contained in this document reflects current conditions and our point of view as of this date and is subject to change. The document contains statements that represent NEOENERGIA's expectations and projections regarding future events. These expectations involve various risks and uncertainties, and therefore actual results and outcomes may differ from those discussed herein, and the Company cannot guarantee their realization.

All relevant information regarding the period and used by the Management in the running of the Company is presented in this document and on the Financial Statements.

Further information about the Company can be found in the Reference Form available on the CVM website and on the Neoenergia Group's Investor Relations website (ri.neoenergia.com).