

DESTAQUES (R\$ MM) 3T26	3T26	3T25	Δ %	9M26	9M25	Δ %
Margem Bruta	4.525	4.556	(1%)	14.168	13.913	2%
Despesas Operacionais	(1.151)	(1.082)	6%	(3.405)	(3.244)	5%
EBITDA	3.576	3.388	6%	11.227	10.316	9%
Resultado Financeiro	(1.413)	(1.512)	(7%)	(4.870)	(4.448)	9%
Lucro Atribuído aos Controladores	1.177	924	27%	3.361	3.556	(5%)
Ativo Financeiro da Concessão (VNR)	7	276	(97%)	1.022	1.382	(26%)
IFRS 15 + Operações Corporativas	419	308	36%	1.303	754	73%
EBITDA Caixa	3.150	2.804	12%	8.902	8.180	9%

INDICADORES OPERACIONAIS						
Energia Injetada (GWh) (SIN + Sistema Isolado + GD)	22.857	21.372	6,9%	68.882	66.326	3,9%
Energia Distribuída (GWh) (cativo + livre + GD)	19.623	18.508	6,0%	59.000	57.270	3,0%
Número de Clientes (mil)	17.248	16.917	2,0%			

Indicadores Financeiros de Dívida	3T26	2025	Variação
Dívida Líquida ¹ /EBITDA ²	3,44	3,41	0,03
Rating Corporativo (S&P)	AAA	AAA	-

¹ Dívida líquida de disponibilidades, aplicações financeiras e títulos e valores mobiliários

² EBITDA 12 meses

Destques Financeiros e Operacionais:

- Crescimento de +6,9% da energia injetada, incluindo GD, no 3T26 vs. 3T25 e de 3,9% no 9M26 vs. 9M25;
- Despesas operacionais controladas: +6% no 3T26 vs. 3T25 e +5% no 9M26 vs. 9M25;
- EBITDA: crescimento de +6% no trimestre e +9% no acumulado;
- EBITDA Caixa: R\$ 3,2 bilhões no 3T26 (+12% vs. 3T25) e R\$ 8,9 bilhões no 9M26 (+9% vs. 9M25);
- Lucro: R\$ 1,2 bilhão no 3T26 (+27% vs. 3T25) e R\$ 3,4 bilhões no 9M26 (-5% vs. 9M25);
- CAPEX de R\$ 6,2 bilhões no 9M26, sendo R\$ 5,7 bilhões em distribuição levando a uma BRR de R\$ 48,2 bilhões;
- Dívida Líquida/EBITDA de 3,44x no 3T26, vs. 3,41x no 4T25;
- *Closing* da transação dos ativos de transmissão com GIC, com entrada de R\$ 1,7 bilhão de caixa;
- Reajuste tarifário de Neoenergia Elektro com variação da Parcela B de +2,36%, aplicado a partir de 27 de agosto de 2026;
- Revisão tarifária de Neoenergia Brasília com efeito médio ao consumidor de 1,92%, reconhecimento de BRR de R\$ 2,2 bilhões e Parcela B de R\$ 820 milhões (+14,4% vs. a verificada nos últimos 12 meses).

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.	ESG	31
9.	OUTROS TEMAS	33
9.1.	Clientes Baixa Renda	33
9.2.	Reajuste Neoenergia Elektro	33
9.3.	<i>Closing</i> Transação Ativos de Transmissão	33
9.4.	Revisão Tarifária Neoenergia Brasília	34
10.	NOTA DE CONCILIAÇÃO	34
	ANEXO I – DREs Gerenciais por Negócio	36
	ANEXO II – Balanço Patrimonial por Negócio	37
	ANEXO III – Fluxo de Caixa Consolidado	38

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 3T26 com 17,2 milhões de consumidores ativos (+2,0% vs. 3T25), conforme tabela abaixo:

Número de Consumidores (milhares)	3T26						3T25						VARIAÇÃO					
	Consolidado	 Neoenergia Cobelt	 Neoenergia Pernambuco	 Neoenergia Ceará	 Neoenergia Espírito Santo	 Neoenergia Brasília	Consolidado	 Neoenergia Cobelt	 Neoenergia Pernambuco	 Neoenergia Ceará	 Neoenergia Espírito Santo	 Neoenergia Brasília	Consolidado	 Neoenergia Cobelt	 Neoenergia Pernambuco	 Neoenergia Ceará	 Neoenergia Espírito Santo	 Neoenergia Brasília
Residencial	15.447	6.327	3.883	1.469	2.664	1.104	15.118	6.179	3.804	1.439	2.627	1.069	330	148	80	30	38	35
Industrial	39	10	6	2	20	1	38	10	6	2	19	1	1	(0)	0	0	1	(0)
Comercial	1.124	445	228	116	213	122	1.116	442	227	114	212	120	8	2	0	1	1	2
Rural	458	168	110	45	125	10	469	173	115	46	126	10	(11)	(5)	(4)	(1)	(1)	0
Outros	180	73	35	30	35	6	177	72	35	30	34	6	3	1	0	1	1	0
Total	17.248	7.023	4.262	1.661	3.058	1.244	16.917	6.876	4.186	1.630	3.018	1.207	330	147	76	31	40	37

1.1.1.2. Evolução do Mercado

A energia distribuída (cativo + livre + GD) foi de 19.623 GWh no 3T26 (+6,0% vs. 3T25) e de 59.000 GWh no 9M26 (+3,0% vs. 9M25), em razão de maiores temperaturas do trimestre e crescimento da base de clientes.

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

Resultados em 30 de setembro de 2026
Publicado em 20 de outubro de 2026



Energia Distribuída (GWh)	Neoenergia Coelba			Neoenergia Pernambuco			Neoenergia Cosern			Neoenergia Elektro			Neoenergia Brasília			CONSOLIDADO		
	3T26	3T25	%	3T26	3T25	%	3T26	3T25	%	3T26	3T25	%	3T26	3T25	%	3T26	3T25	%
Residencial	1.960	1.859	5,4%	1.410	1.341	5,2%	567	560	1,2%	1.290	1.251	3,1%	679	638	6,4%	5.905	5.649	4,5%
Industrial	44	67	(34,2%)	34	44	(21,5%)	14	21	(32,0%)	81	93	(12,4%)	4	5	(16,2%)	178	229	(22,4%)
Comercial	435	474	(8,2%)	277	307	(9,8%)	124	136	(8,8%)	324	346	(6,4%)	262	270	(2,9%)	1.422	1.533	(7,2%)
Rural	922	728	26,7%	107	108	(0,2%)	73	87	(16,4%)	158	188	(15,6%)	32	36	(11,3%)	1.293	1.146	12,8%
Outros	569	558	2,0%	326	326	0,1%	151	155	(2,5%)	234	252	(7,1%)	197	211	(6,5%)	1.478	1.502	(1,6%)
Mercado Cativo	3.930	3.686	6,6%	2.155	2.125	1,4%	929	959	(3,1%)	2.088	2.130	(2,0%)	1.174	1.159	1,3%	10.276	10.059	2,2%
Industrial	1.284	1.234	4,0%	740	736	0,6%	359	330	9,1%	2.027	1.978	2,5%	156	155	0,4%	4.567	4.433	3,0%
Comercial	451	402	12,2%	425	375	13,1%	126	111	13,7%	369	319	15,7%	262	226	16,2%	1.634	1.433	14,0%
Rural	32	17	95,2%	21	17	24,4%	13	11	15,2%	77	64	19,9%	2	1	48,7%	145	110	31,8%
Outros	236	214	10,2%	136	130	5,0%	51	46	11,0%	221	199	11,0%	60	51	17,0%	705	641	10,0%
Suprimento	0	0	-	63	59	7,1%	0	0	-	0	0	-	69	47	48,3%	133	106	25,1%
Mercado Livre + Suprimento	2.004	1.867	7,3%	1.386	1.317	5,2%	550	498	10,4%	2.694	2.561	5,2%	549	480	14,4%	7.183	6.724	6,8%
Residencial	435	289	50,4%	298	209	42,6%	197	150	31,3%	164	121	35,5%	53	44	22,0%	1.147	813	41,1%
Industrial	18	18	0,4%	25	24	2,3%	8	7	4,4%	17	16	10,4%	2	2	(18,6%)	69	67	3,1%
Comercial	266	209	27,2%	181	169	7,3%	101	91	11,6%	134	113	18,9%	99	101	(1,0%)	781	681	14,6%
Rural	54	52	2,8%	24	21	11,9%	14	13	11,8%	44	46	(4,7%)	5	6	(18,5%)	141	138	1,6%
Outros	5	7	(24,8%)	6	6	(4,7%)	5	3	56,6%	8	7	11,0%	2	2	(21,6%)	26	26	(0,1%)
Energia de compensação GD	778	575	35,2%	533	429	24,2%	324	263	23,1%	367	303	21,3%	162	155	4,2%	2.164	1.726	25,4%
Residencial	2.395	2.149	11,5%	1.708	1.550	10,2%	763	710	7,6%	1.453	1.371	6,0%	732	682	7,4%	7.052	6.462	9,1%
Industrial	1.346	1.319	2,0%	800	804	(0,5%)	381	358	6,6%	2.125	2.087	1,8%	162	163	(0,3%)	4.814	4.729	1,8%
Comercial	1.152	1.084	6,2%	882	851	3,7%	352	338	4,0%	827	778	6,3%	624	596	4,6%	3.837	3.647	5,2%
Rural	1.009	797	26,6%	152	146	4,4%	100	111	(10,1%)	279	298	(6,3%)	39	43	(10,3%)	1.579	1.395	13,2%
Outros	811	780	4,0%	468	462	1,4%	207	204	1,5%	463	459	1,1%	259	265	(2,1%)	2.209	2.169	1,9%
Suprimento	0	0	-	63	59	7,1%	0	0	-	0	0	-	69	47	48,3%	133	106	25,1%
Total Energia Distribuída (cativo + livre + GD)	6.712	6.128	9,5%	4.074	3.871	5,2%	1.804	1.721	4,8%	5.149	4.993	3,1%	1.885	1.795	5,0%	19.623	18.508	6,0%
Energia Distribuída (GWh)	Neoenergia Coelba			Neoenergia Pernambuco			Neoenergia Cosern			Neoenergia Elektro			Neoenergia Brasília			CONSOLIDADO		
	9M26	9M25	%	9M26	9M25	%	9M26	9M25	%	9M26	9M25	%	9M26	9M25	%	9M26	9M25	%
Residencial	6.105	6.011	1,6%	4.438	4.389	1,1%	1.774	1.803	(1,6%)	4.199	4.141	1,4%	1.967	1.919	2,5%	18.482	18.263	1,2%
Industrial	142	192	(25,9%)	110	143	(23,3%)	45	64	(30,3%)	248	310	(19,9%)	12	11	5,4%	556	720	(22,7%)
Comercial	1.433	1.633	(12,2%)	900	1.003	(10,3%)	395	445	(11,3%)	1.104	1.225	(9,8%)	761	837	(9,1%)	4.594	5.144	(10,7%)
Rural	2.095	1.966	6,6%	323	336	(3,8%)	225	251	(10,5%)	501	569	(12,0%)	75	86	(12,4%)	3.219	3.208	0,3%
Outros	1.725	1.726	(0,0%)	995	1.021	(2,6%)	452	468	(3,4%)	757	836	(9,3%)	590	711	(17,1%)	4.520	4.762	(5,1%)
Mercado Cativo	11.500	11.527	(0,2%)	6.765	6.892	(1,8%)	2.891	3.032	(4,6%)	6.810	7.081	(3,8%)	3.404	3.565	(4,5%)	31.371	32.097	(2,3%)
Industrial	3.778	3.629	4,1%	2.167	2.158	0,4%	1.022	954	7,2%	5.887	5.816	1,2%	440	428	2,6%	13.294	12.986	2,4%
Comercial	1.401	1.271	10,2%	1.291	1.160	11,3%	378	337	12,3%	1.198	1.082	10,7%	780	671	16,2%	5.048	4.521	11,7%
Rural	72	52	38,2%	57	48	19,0%	39	32	20,2%	233	189	23,7%	6	4	48,1%	409	326	25,3%
Outros	712	670	6,3%	410	391	5,0%	150	136	10,7%	633	572	10,7%	174	160	9,1%	2.080	1.928	7,9%
Suprimento	0	0	0,2%	194	189	2,8%	1	1	(0,7%)	0	0	-	111	100	10,9%	307	291	5,6%
Mercado Livre + Suprimento	5.964	5.623	6,1%	4.119	3.946	4,4%	1.591	1.460	9,0%	7.951	7.658	3,8%	1.511	1.364	10,8%	21.137	20.051	5,4%
Residencial	1.284	916	40,3%	883	632	39,8%	586	442	32,4%	521	392	32,9%	149	119	25,0%	3.423	2.501	36,9%
Industrial	53	53	0,8%	74	73	2,0%	24	22	8,3%	54	48	12,8%	6	7	(16,7%)	211	202	4,3%
Comercial	791	617	28,2%	550	478	14,9%	313	264	18,7%	413	346	19,3%	271	272	(0,3%)	2.338	1.977	18,2%
Rural	178	140	26,5%	69	61	13,9%	38	33	18,1%	139	124	12,1%	14	16	(11,8%)	438	374	17,3%
Outros	18	14	30,0%	19	16	23,9%	14	8	73,0%	24	22	9,4%	5	8	(32,0%)	81	67	20,2%
Energia de compensação GD	2.324	1.740	33,6%	1.595	1.259	26,7%	976	769	26,8%	1.151	932	23,5%	445	422	5,5%	6.492	5.122	26,7%
Residencial	7.389	6.927	6,7%	5.321	5.020	6,0%	2.360	2.245	5,1%	4.720	4.533	4,1%	2.116	2.039	3,8%	21.905	20.764	5,5%
Industrial	3.973	3.874	2,6%	2.350	2.374	(1,0%)	1.091	1.040	4,9%	6.190	6.174	0,3%	457	446	2,4%	14.061	13.908	1,1%
Comercial	3.625	3.520	3,0%	2.741	2.642	3,7%	1.087	1.046	3,9%	2.715	2.653	2,4%	1.812	1.781	1,8%	11.980	11.642	2,9%
Rural	2.346	2.159	8,7%	450	445	1,1%	302	317	(4,4%)	873	882	(1,0%)	96	106	(9,8%)	4.066	3.908	4,1%
Outros	2.456	2.410	1,9%	1.425	1.428	(0,2%)	617	612	0,8%	1.414	1.429	(1,0%)	769	879	(12,5%)	6.681	6.758	(1,1%)
Suprimento	0	0	-	194	189	2,8%	1	1	-	0	0	-	111	100	10,9%	307	291	5,6%
Total Energia Distribuída (cativo + livre + GD)	19.788	18.890	4,8%	12.480	12.097	3,2%	5.458	5.261	3,7%	15.912	15.670	1,5%	5.361	5.351	0,2%	59.000	57.270	3,0%

NOTA: Os dados de Energia de compensação GD de 2026 são estimados devido ao prazo de apuração ser posterior ao período de divulgação deste relatório. Os dados de 2025 foram ajustados para a apuração definitiva.

O consumo total residencial consolidou 7.052 GWh no 3T26 (+9,1% vs. 3T25) e 21.905 GWh no 9M26 (+5,5% vs. 9M25), apresentando incremento nas 5 distribuidoras, por maiores temperaturas do trimestre e crescimento da base de clientes.

O consumo da classe industrial apresentou crescimento de +1,8% vs. 3T25, destaque para o crescimento de Neoenergia Cosern (+6,6%) e Neoenergia Coelba (+2,0%). No acumulado, o crescimento foi de +1,1% vs. 9M25, com crescimentos na Neoenergia Cosern (+4,9%), Neoenergia Coelba (+2,6%), Neoenergia Brasília (+2,4%) e Neoenergia Elektro (+0,3%), parcialmente compensados pela redução na Neoenergia Pernambuco (-1,0%).

A classe comercial consolidou 3.837 GWh no 3T26 (+5,2% vs. 3T25) e 11.980 GWh no 9M26 (+2,9% vs. 9M25), também influenciada por maiores temperaturas no trimestre.

A classe rural encerrou o trimestre com consumo de 1.579 GWh (+13,2% vs. 3T25) e de 4.066 GWh no 9M26 (+4,1% vs. 9M25), devido à maior demanda por irrigação.

As outras classes (serviço público, poder público, iluminação pública e uso próprio) totalizaram 2.209 GWh de consumo (+1,9% vs. 3T25) e 6.681 GWh no 9M26 (-1,1% vs. 9M25).

1.1.1.3. Balanço Energético

A energia injetada total, incluindo GD, foi de 22.857 GWh no 3T26 (+6,9% vs. 3T25) e de 68.882 GWh no 9M26 (+3,9% vs. 9M25).

BALANÇO ENERGÉTICO (GWh)	3T26	3T25	3T26 x 3T25		9M26	9M25	9M26 x 9M25	
			Dif	%			Dif	%
CONSOLIDADO								
Mercado Cativo	10.276	10.059	217	2,2%	31.371	32.097	(726)	(2,3%)
Mercado Livre + Suprimento	7.183	6.724	460	6,8%	21.137	20.051	1.086	5,4%
Energia Distribuída (A)	17.459	16.782	677	4,0%	52.508	52.147	361	0,7%
Energia Perdida (B)	2.495	2.245	250	11,1%	7.988	7.771	216	2,8%
Não Faturado (C)	76	(11)	87	N/A	47	(177)	224	N/A
SIN + Sistema Isolado (D) = (A) + (B) + (C)	20.030	19.016	1.014	5,3%	60.543	59.743	800	1,3%
Energia Injetada pela GD (E)	2.827	2.357	470	20,0%	8.339	6.583	1.756	26,7%
ENERGIA INJETADA TOTAL (F) = (D) + (E)	22.857	21.372	1.484	6,9%	68.882	66.326	2.557	3,9%

BALANÇO ENERGÉTICO (GWh)	3T26	3T25	3T26 x 3T25		9M26	9M25	9M26 x 9M25	
			Dif	%			Dif	%
 Neoenergia Coelba								
Mercado Cativo	3.930	3.686	245	6,6%	11.500	11.527	(27)	(0,2%)
Mercado Livre + Suprimento	2.004	1.867	137	7,3%	5.964	5.623	341	6,1%
Energia Distribuída (A)	5.934	5.553	381	6,9%	17.464	17.150	314	1,8%
Energia Perdida (B)	999	931	69	7,4%	3.269	3.202	66	2,1%
Não Faturado (C)	(9)	(48)	39	(81,8%)	105	(25)	130	N/A
SIN + Sistema Isolado (D) = (A) + (B) + (C)	6.925	6.436	489	7,6%	20.838	20.327	510	2,5%
Energia Injetada pela GD (E)	1.043	817	225	27,6%	3.062	2.268	794	35,0%
ENERGIA INJETADA TOTAL (F) = (D) + (E)	7.967	7.253	714	9,9%	23.900	22.595	1.304	5,8%
 Neoenergia Pernambuco								
Mercado Cativo	2.155	2.125	30	1,4%	6.765	6.892	(127)	(1,8%)
Mercado Livre + Suprimento	1.386	1.317	69	5,2%	4.119	3.946	173	4,4%
Energia Distribuída (A)	3.540	3.442	99	2,9%	10.885	10.838	46	0,4%
Energia Perdida (B)	782	739	43	5,9%	2.533	2.496	37	1,5%
Não Faturado (C)	(14)	(91)	77	(84,6%)	(46)	(127)	81	(64%)
SIN + Sistema Isolado (D) = (A) + (B) + (C)	4.309	4.089	219	5,4%	13.372	13.207	164	1,2%
Energia Injetada pela GD (E)	667	533	133	25,0%	1.979	1.560	418	26,8%
ENERGIA INJETADA TOTAL (F) = (D) + (E)	4.975	4.622	353	7,6%	15.350	14.767	583	3,9%
 Neoenergia Cosern								
Mercado Cativo	929	959	(30)	(3,1%)	2.891	3.032	(141)	(4,6%)
Mercado Livre + Suprimento	550	498	52	10,4%	1.591	1.460	131	9,0%
Energia Distribuída (A)	1.479	1.458	22	1,5%	4.483	4.492	(9)	(0,2%)
Energia Perdida (B)	114	118	(4)	(3,2%)	350	373	(23)	(6,3%)
Não Faturado (C)	19	(23)	43	N/A	(16)	(52)	36	(68%)
SIN + Sistema Isolado (D) = (A) + (B) + (C)	1.613	1.552	61	3,9%	4.816	4.813	3	0,1%
Energia Injetada pela GD (E)	438	352	86	24,5%	1.298	962	336	34,9%
ENERGIA INJETADA TOTAL (F) = (D) + (E)	2.051	1.904	147	7,7%	6.114	5.775	339	5,9%

BALANÇO ENERGÉTICO (GWh)	3T26	3T25	3T26 x 3T25		9M26	9M25	9M26 x 9M25	
			Dif	%			Dif	%
								
Mercado Cativo	2.088	2.130	(42)	(2,0%)	6.810	7.081	(271)	(3,8%)
Mercado Livre + Suprimento	2.694	2.561	133	5,2%	7.951	7.658	293	3,8%
Energia Distribuída (A)	4.782	4.690	92	2,0%	14.761	14.739	23	0,2%
Energia Perdida (B)	326	238	87	36,7%	1.059	1.011	48	4,8%
Não Faturado (C)	70	117	(47)	(39,9%)	(43)	(15)	(28)	186%
SIN + Sistema Isolado (D) = (A) + (B) + (C)	5.178	5.045	132	2,6%	15.778	15.734	43	0,3%
Energia Injetada pela GD (E)	488	440	47	10,8%	1.488	1.239	249	20,1%
ENERGIA INJETADA TOTAL (F) = (D) + (E)	5.665	5.486	180	3,3%	17.266	16.974	292	1,7%
								
Mercado Cativo	1.174	1.159	15	1,3%	3.404	3.565	(160)	(4,5%)
Mercado Livre + Suprimento	549	480	69	14,4%	1.511	1.364	147	10,8%
Energia Distribuída (A)	1.723	1.640	84	5,1%	4.916	4.929	(13)	(0,3%)
Energia Perdida (B)	273	219	54	24,8%	777	689	87	12,7%
Não Faturado (C)	9	34	(25)	(73,9%)	48	42	6	13%
SIN + Sistema Isolado (D) = (A) + (B) + (C)	2.006	1.893	113	6,0%	5.740	5.660	80	1,4%
Energia Injetada pela GD (E)	192	214	(22)	(10,4%)	512	553	(41)	(7,4%)
ENERGIA INJETADA TOTAL (F) = (D) + (E)	2.198	2.107	90	4,3%	6.252	6.214	39	0,6%

NOTA: Energia Distribuída não considera energia de compensação GD. Os dados de Energia Injetada pela GD de 2026 são estimados devido ao prazo de apuração ser posterior ao período de divulgação deste relatório. Os dados de 2025 foram ajustados para a apuração definitiva.

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 26
	3T25	4T25	1T26	2T26	3T26	3T25	4T25	1T26	2T26	3T26	3T25	4T25	1T26	2T26	3T26	
 Neoenergia Coelba	10,87%	10,87%	10,85%	10,83%	10,80%	4,98%	4,61%	4,35%	4,98%	5,10%	15,85%	15,48%	15,21%	15,80%	15,90%	16,86%
 Neoenergia Pernambuco	9,46%	9,59%	9,62%	9,71%	9,74%	8,91%	8,67%	8,92%	8,65%	9,06%	18,37%	18,26%	18,54%	18,36%	18,80%	17,72%
 Neoenergia Cosern	8,54%	8,85%	9,07%	9,08%	9,00%	(1,07%)	(1,77%)	(1,93%)	(2,44%)	(1,70%)	7,48%	7,08%	7,14%	6,64%	7,30%	11,42%
 Neoenergia Elektro	5,99%	6,05%	6,06%	6,20%	6,12%	0,30%	0,36%	(0,22%)	0,07%	0,31%	6,29%	6,41%	5,84%	6,27%	6,43%	8,38%
 Neoenergia Brasília	8,41%	8,40%	8,36%	8,38%	8,35%	4,02%	4,38%	4,36%	5,30%	5,50%	12,44%	12,77%	12,72%	13,68%	13,85%	12,21%

DISTRIBUIDORAS	Perdas Totais 12 meses (GWh)															
	Perda Técnica					Perda Não Técnica					Perda Total					Aneel 26
	3T25	4T25	1T26	2T26	3T26	3T25	4T25	1T26	2T26	3T26	3T25	4T25	1T26	2T26	3T26	
 Neoenergia Coelba	2.968	2.962	2.941	2.952	2.997	1.352	1.246	1.180	1.358	1.415	4.320	4.208	4.122	4.309	4.413	5.095
 Neoenergia Pernambuco	1.691	1.705	1.716	1.723	1.749	1.609	1.562	1.591	1.535	1.627	3.300	3.267	3.307	3.257	3.376	3.351
 Neoenergia Cosern	557	574	588	583	584	(57)	(109)	(125)	(157)	(110)	500	465	463	426	474	891
 Neoenergia Elektro	1.264	1.271	1.260	1.298	1.289	71	82	(45)	15	65	1.335	1.353	1.215	1.313	1.355	2.015
 Neoenergia Brasília	640	643	636	638	645	306	332	331	404	425	946	975	967	1.042	1.071	979

NOTAS: (1) Devido ao fato de o prazo de apuração do indicador de perdas de setembro de 2026 ser posterior ao período de divulgação deste relatório, os dados apresentados são estimados. Os indicadores de 2025 foram ajustados para a apuração definitiva. (2) Limite regulatório 12 meses

A Neoenergia Coelba apresentou perdas totais 12 meses de 15,90% no 3T26, abaixo do seu limite regulatório de 16,86%.

Na Neoenergia Pernambuco, o indicador encerrou o 3T26 em 18,80%, acima do seu patamar regulatório de 17,72%.

Já a Neoenergia Cosern finalizou o 3T26 em 7,30%, permanecendo abaixo do seu limite regulatório de 11,42%.

Assim como a Neoenergia Elektro, que encerrou o período em 6,43%, também abaixo do limite regulatório de 8,38%.

Por fim, a Neoenergia Brasília registrou perdas totais 12 meses de 13,85% no 3T26, acima do limite regulatório de 12,21%.

No 9M26 foram adotadas as seguintes ações de combate a perdas nas 5 distribuidoras:

- Realização de mais de 164 mil inspeções, recuperando mais de 168 GWh;
- Substituição de mais de 233 mil medidores obsoletos por equipamentos mais modernos;
- Regularização de mais de 146 mil clandestinos; e
- Levantamento e Fiscalização da Iluminação Pública, recuperando mais de 22 GWh.

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 3T26 segue elevada alcançando 97,52%.

PECLD/ ROB		3T25	4T25	1T26	2T26	3T26	Limite Regulatório 3T26	9M26	Limite Regulatório 9M26
	ROB	3.828	4.248	4.042	4.268	4.147	4.147	12.458	12.458
	PECLD	42	60	51	46	39	54	136	161
	Inadimplência	1,10%	1,41%	1,25%	1,08%	0,95%	1,31%	1,09%	1,29%
	ROB	2.203	2.556	2.461	2.378	2.373	2.373	7.213	7.213
	PECLD	50	50	62	55	56	36	173	111
	Inadimplência	2,27%	1,97%	2,50%	2,33%	2,36%	1,52%	2,40%	1,54%
	ROB	1.023	1.249	1.334	749	1.071	1.071	3.154	3.154
	PECLD	4	5	8	8	9	5	25	16
	Inadimplência	0,38%	0,38%	0,60%	1,07%	0,84%	0,50%	0,79%	0,52%
	ROB	2.836	3.271	3.283	2.998	3.044	3.044	9.325	9.325
	PECLD	16	28	23	15	23	19	61	58
	Inadimplência	0,57%	0,86%	0,71%	0,51%	0,75%	0,63%	0,66%	0,63%
	ROB	1.314	1.447	1.337	1.275	1.416	1.416	4.028	4.028
	PECLD	14	13	13	12	18	8	43	24
	Inadimplência	1,04%	0,90%	0,99%	0,92%	1,27%	0,60%	1,07%	0,60%

NOTA: PECLD considera o valor provisionado + correção monetária.

No 3T26 foram adotadas diversas ações de cobrança nas 5 distribuidoras com intuito de diminuir o índice de inadimplência e, conseqüentemente, melhorar a arrecadação. Dentre elas, podemos destacar:

- Realização de 703 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;
- Negativações de 3,8 milhões consumidores;
- Protesto de mais de 438 mil títulos através dos cartórios e envio de notificações;
- 14,8 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 368 mil consumidores através da plataforma digital;
- Notificação de 66 milhões clientes através do Whatsapp.

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, que aferem as falhas ocorridas na rede de distribuição.

As 5 distribuidoras estão abaixo do limite regulatório tanto para o DEC quanto para o FEC.

	DEC (horas)				FEC (vezes)			
	3T26	3T25	Δ %	Limite regulatório	3T26	3T25	Δ %	Limite regulatório
 Neoenergia Coelba	9,49	9,17	3%	11,47	3,90	3,68	6%	5,94
 Neoenergia Pernambuco	10,26	10,40	(1%)	11,37	4,20	4,32	(3%)	6,70
 Neoenergia Cosern	6,30	6,22	1%	9,39	2,68	2,94	(9%)	5,46
 Neoenergia Elektro	6,16	6,46	(5%)	7,30	3,38	3,56	(5%)	5,04
 Neoenergia Brasília	5,82	6,10	(5%)	6,12	3,71	4,18	(11%)	4,09

NOTA: Indicadores 12 meses sem supridora. Devido ao fato de o prazo de apuração dos indicadores de qualidade ser posterior ao período de divulgação deste relatório, os dados apresentados são estimados. Os indicadores de 2025 foram ajustados para a apuração definitiva.

1.1.2. Transmissoras

Ao final do 3T26, nosso portfólio era de 18 ativos de transmissão, conforme tabela a seguir:

Leilão	Lote	Ativo	Participação Neoenergia	Localização	Extensão (Km)	Subestação ²	RAP ³ (R\$ MM)
-	-	Afluentes T	100%	BA	483	3 subestações	78
Leilão Jun/08	E	Narandiba ¹	-	BA	-	1 subestação	18
Leilão Jun/11	G	Narandiba ¹	51%	BA	-	-	6
Leilão Mai/12	D	Brumado II ¹	-	RN	-	-	12
Leilão Jan/13	G	Potiguar Sul	51%	RN/PB	190	-	38
Leilão Abr/17	4	Dourados	51%	MS	583	1 subestação	102
	20	Atibaia	51%	SP	-	-	21
	22	Biguaçu	51%	SC	-	-	21
	27	Sobral	51%	CE	-	-	19
Leilão Dez/17	4	Jalapão	51%	BA/TO/PI/MA	728	-	194
	6	Santa Luzia	51%	CE/PB	346	1 subestação	88
Leilão Dez/18	1	Vale do Itajaí	51%	SC/PR	654	4 subestações	291
	2	Guanabara	51%	RJ	647	2 subestações	182
	3	Itabapoana	51%	RJ/MG/ES	445	-	104
	14	Lagoa dos Patos	100%	RS/SC	488	-	181
Leilão Dez/19	9	Rio Formoso	51%	BA	202	1 subestação	26
Leilão Dez/20	2	Morro do Chapéu	51%	BA/MG/ES	1.039	1 subestação	252
Leilão Dez/21	4	Estreito	51%	MG	-	-	48
Leilão Jun/22	11	Paraíso	51%	MS	281	1 subestação	48
	2	Alto Paranaíba	51%	SP/MG	1.553	1 subestação	453

NOTA: Afluentes 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 Subestações próprias

³ RAP homologada (Ciclo 2026-2027)

Em 30 de setembro de 2026, com o *closing* da transação com o GIC, a Neoenergia passou a deter 51% do capital social total da Neoenergia Transmissão e, consequentemente, o seu controle, que vinha sendo compartilhado, desde

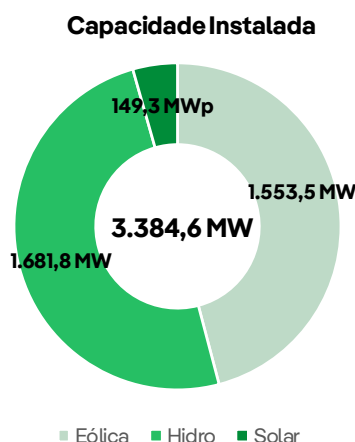
setembro de 2023, com o Unique Power e a Warrington Investment Pte. Ltd., veículo de investimento do GIC. No âmbito da transação, a Neoenergia Transmissão passou a deter a totalidade das ações das transmissoras Guanabara, Vale do Itajaí, Potiguar Sul, Morro do Chapéu, Estreito, Alto Paranaíba e Neoenergia Paraíso.

O Lote 14, do leilão de Dezembro/2018, Lagoa dos Patos está com 64% da RAP liberada. O restante, referente ao trecho 1, está sob discussão judicial.

1.2. Geração e Clientes

1.2.1. Renováveis

Ao final do 3T26, a capacidade instalada renovável da Neoenergia era de 3.384,6 MW¹:



¹ não considera a participação indireta de 25% na UHE Dardanelos (classificado no ativo financeiro) e os módulos instalados do projeto Noronha Verde (11,3 MW em Solar e 10,6 MW Baterias).

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	Estado	Localidade	Capacidade Instalada (MW)	Energia Assegurada (MW)	Data da Concessão	Fim da Concessão
EOL Caetité 1	100%	BA	Caetité	30,0	13,0	29/10/2012	28/10/2042
EOL Caetité 2	100%	BA	Caetité	30,0	14,7	07/02/2011	06/02/2046
EOL Caetité 3	100%	BA	Caetité	30,0	11,2	24/02/2011	23/02/2046
EOL Calango 1	100%	RN	Bodó e Santana do Mato	30,0	13,9	28/04/2011	27/04/2046
EOL Calango 3	100%	RN	Bodó, Santana do Mato e Lagoa Nova	30,0	13,9	30/05/2011	29/05/2046
EOL Rio do Fogo (ENERBRASIL)	100%	RN	Rio do Fogo	49,3	17,9	19/12/2001	18/12/2031
EOL Arizona 1	100%	RN	Rio do Fogo	28,0	12,9	04/03/2011	03/03/2046
EOL Mel 2	100%	RN	Areia Branca	20,0	8,8	28/02/2011	27/02/2046
EOL Calango 6	100%	RN	Bodó e Cerro Corá	30,0	18,5	20/11/2014	19/11/2049
EOL Santana 1	100%	RN	Bodó, Lagoa Nova e Cerro Corá	30,0	17,3	14/11/2014	13/11/2049
EOL Santana 2	100%	RN	Bodó e Lagoa Nova	24,0	13,1	14/11/2014	13/11/2049
EOL Calango 2	100%	RN	Bodó	30,0	12,8	09/05/2011	08/05/2046
EOL Calango 4	100%	RN	Bodó	30,0	13,5	19/05/2011	18/05/2046
EOL Calango 5	100%	RN	Bodó	30,0	13,7	02/06/2011	01/06/2046
EOL Canoas	100%	PB	São José do Sabugi e Junco do Seridó	31,5	17,7	04/08/2015	03/08/2050
EOL Lagoa 2	100%	PB	São José do Sabugi e Santa Luzia	31,5	15,6	04/08/2015	03/08/2050
EOL Lagoa 1	100%	PB	São José do Sabugi e Santa Luzia	31,5	16,3	04/08/2015	03/08/2050
Complexo Chafariz	99,5%	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	93%	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	11,6	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	97,3%	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	14,3	24/12/2019	23/12/2054
Oitis 3	94,3%	PI/BA	Dom Inocêncio	49,5	24,4	24/12/2019	23/12/2054
Oitis 4	93,3%	PI/BA	Dom Inocêncio	49,5	24,0	24/12/2019	23/12/2054
Oitis 5	94,3%	PI/BA	Dom Inocêncio	49,5	23,8	24/12/2019	23/12/2054
Oitis 6	94,8%	PI/BA	Dom Inocêncio	49,5	24,3	24/12/2019	23/12/2054
Oitis 7	94,3%	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	44,0	20,8	24/12/2019	23/12/2054
Oitis 22	100%	PI/BA	Casa Nova	49,5	22,2	24/12/2019	23/12/2054
Oitis 9	100%	PI/BA	Dom Inocêncio	49,5	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	Estado	Localidade	Capacidade Instalada (MW)	Energia Assegurada (MW)	Data da Concessão	Fim da Concessão
LUZIA 2	100%	PB	Santa Luzia	74,7	17,3	29/05/2020	29/05/2055
LUZIA 3	100%	PB	Santa Luzia	74,7	17,3	29/05/2020	29/05/2055

A energia eólica gerada foi de 1.467 GWh no 3T26 (-15% vs. 3T25) e de 3.344 GWh no 9M26 (-17% vs. 9M25), impactada por menor disponibilidade. Já a geração de energia solar foi de 57 GWh no 3T26 (+14% vs. 3T25) e de 161 GWh no 9M26 (-1% vs. 9M25).

O impacto do *curtailment* (eólico e solar) foi de 10% da energia gerada no 3T26 e de 8% no 9M26.

1.2.1.2. Hidrelétricas

Ao final do 3T26 o portfólio da Neoenergia era de 3 usinas hidrelétricas¹.

Hidrelétricas em operação	Participação Neoenergia	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	76%	GO	Rio Corumbá	96,5	47	07/11/2001	22/04/2040
Belo Monte	10%	PA	Rio Xingu	11.233,1	4571	26/08/2010	10/07/2046

Nota: Em 2 de abril de 2026 ocorreu o closing da operação de venda da UHE Dardanelos que resultou na redução da participação para 25% de forma indireta, classificado no ativo financeiro. Desta forma, o resultado da usina e seus respectivos dados operacionais não são considerados neste relatório a partir de abr/26.

A energia hídrica gerada foi de 264 GWh no 3T26 (-13% vs. 3T25) e de 3.764 GWh no 9M26 (-25% vs. 9M25), impactada pela venda UHE Baixo Iguaçu em jun/25 e da UHE Dardanelos em abr/26.

1.2.2. Térmica

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

Em dezembro de 2021, a Termopernambuco 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.

No 3T26 não houve despacho e no 9M26, com despacho de 1%, a usina gerou 14 GWh (vs. 15 GWh no 9M25), conforme contrato de reserva de capacidade.

2. DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO

2.1. Consolidado

DRE CONSOLIDADO (R\$ MM)	3T26	3T25	Variação		9M26	9M25	Variação	
			R\$	%			R\$	%
Receita Operacional Líquida ¹	12.022	12.972	(950)	(7%)	36.392	36.591	(199)	(1%)
Custos com Energia ²	(7.504)	(8.692)	1.188	(14%)	(23.246)	(24.060)	814	(3%)
Margem Bruta s/ VNR	4.518	4.280	238	6%	13.146	12.531	615	5%
Ativo Financeiro da Concessão (VNR)	7	276	(269)	(97%)	1.022	1.382	(360)	(26%)
MARGEM BRUTA	4.525	4.556	(31)	(1%)	14.168	13.913	255	2%
Despesa Operacional	(1.151)	(1.082)	(69)	6%	(3.405)	(3.244)	(161)	5%
PECLD	(143)	(117)	(26)	22%	(449)	(415)	(34)	8%
(+) Eq. Patrimonial / Operações Corporativas	345	31	314	1013%	913	62	851	1373%
EBITDA	3.576	3.388	188	6%	11.227	10.316	911	9%
Depreciação	(770)	(729)	(41)	6%	(2.250)	(2.213)	(37)	2%
Resultado Financeiro	(1.413)	(1.512)	99	(7%)	(4.870)	(4.448)	(422)	9%
IR/CS	(206)	(217)	11	(5%)	(720)	(79)	(641)	811%
Minoritário	(10)	(6)	(4)	67%	(26)	(20)	(6)	30%
LUCRO LÍQUIDO	1.177	924	253	27%	3.361	3.556	(195)	(5%)

¹ Considera Receita de Construção

² Considera Custos de Construção

A Neoenergia encerrou o 3T26 com Margem Bruta sem VNR de R\$ 4.518 milhões, +6% vs. 3T25, impactada pelos efeitos positivos de volume e aumento da base de clientes das distribuidoras, das variações positivas de parcela B nos reajustes tarifários de Neoenergia Elektro em ago/25 (+1,3%) e em ago/26 (+2,36%), e de Neoenergia Brasília em out/25 (+8,3%), além dos novos ativos de transmissão que entraram em operação. Estes efeitos foram parcialmente compensados pela menor geração eólica e menor margem de hidros, decorrente da desconsolidação de Dardanelos (desde abr/26), além das variações negativas da parcela B dos reajustes de abr/26: Neoenergia Coelba (-2,01%), Neoenergia Cosern (-2,08%) e Neoenergia Pernambuco (-2,17%).

No 9M26, a Margem Bruta sem VNR foi de R\$ 13.146 milhões, +5% vs. 9M25, em razão dos efeitos positivos de aumento da base de clientes, volume, variações positivas de parcela B nos processos tarifários de 2025 das distribuidoras e no reajuste tarifário da Neoenergia Elektro de ago/26, além dos novos ativos de transmissão que entraram em operação. Estes efeitos foram parcialmente compensados pela menor geração eólica e menor margem de hidros, decorrente da desconsolidação de Baixo Iguaçu (desde jul/25) e Dardanelos (desde abr/26), além das variações negativas da parcela B dos reajustes de abr/26.

A margem bruta foi de R\$ 4.525 milhões no 3T26 (-1% vs. 3T25) e de R\$ 14.168 milhões no 9M26 (+2% vs. 9M25), em razão dos efeitos supracitados, além do menor VNR, em função da renovação das concessões das distribuidoras (Neoenergia Pernambuco em set/25, Neoenergia Coelba, Elektro e Cosern em mai/26).

As despesas operacionais somaram R\$ 1.151 milhões no 3T26 (+6% vs. 3T25) e R\$ 3.405 milhões no 9M26 (+5% vs. 9M25), em linha com a inflação, confirmando a disciplina de custos, que permite absorver as pressões da maior base de clientes.

A PECLD foi de R\$ 143 milhões no 3T26 (+22% vs. 3T25) e R\$ 449 milhões no 9M26 (+8% vs. 9M25).

Na rubrica de Equivalência Patrimonial/Operações Corporativas, foram registrados +R\$ 345 milhões no 3T26, com destaque para +R\$ 292 milhões de ajuste a valor justo referente à operação corporativa das transmissoras com o GIC, +R\$ 83 milhões da equivalência dos ativos de transmissão em parceria com o GIC e -R\$ 29 milhões da usina de Belo

Monte. No 9M26, foram registrados +R\$ 913 milhões, sendo +R\$ 324 milhões de mudança de perímetro com remensuração da participação previamente detida do negócio de Corumbá, +R\$ 292 milhões de ajuste a valor justo referente à operação corporativa das transmissoras com o GIC, +R\$ 232 milhões referente à venda de Dardanelos, +R\$ 143 milhões referentes a equivalência dos ativos de transmissão em parceria com o GIC e -R\$ 76 milhões pelo resultado da usina de Belo Monte. Vale lembrar que foram registrados +R\$ 31 milhões no 3T25 e +R\$ 62 milhões no 9M25 explicado, sobretudo, pela equivalência dos ativos de transmissão (R\$ 36 milhões no 3T25 e R\$ 104 milhões no 9M25) e pelo ajuste a valor justo do lote de Itabapoana (+R\$ 7 milhões no 3T25 e -R\$ 58 milhões no 9M25).

O EBITDA foi de R\$ 3.576 milhões no 3T26 (+6% vs. 3T25) e de R\$ 11.227 milhões no 9M26 (+9% vs. 9M25). Já o EBITDA Caixa (sem VNR, IFRS e Operações Corporativas) foi de R\$ 3.150 milhões no 3T26 (+12% vs. 3T25) e de R\$ 8.902 milhões no 9M26 (+9% vs. 9M25).

O Resultado Financeiro foi de -R\$ 1.413 milhões no 3T26 (vs. -R\$ 1.512 milhões no 3T25), em função de maior renda de aplicações financeiras pelo aumento do volume médio aplicado, e de -R\$ 4.870 milhões no 9M26 (vs. -R\$ 4.448 milhões no 9M25), em função do aumento do saldo médio da dívida, devido às captações direcionadas para Capex de distribuição.

A rubrica de IR/CS do trimestre foi de -R\$ 206 milhões (vs. -R\$ 217 milhões no 3T25) e, no acumulado, foi de -R\$ 720 milhões (vs. -R\$ 79 milhões no 9M25). Vale destacar que no 2T25 houve o impacto positivo do indébito tributário gerando crédito no valor de R\$ 770 milhões, dada a exclusão da atualização da Selic dos indébitos em função da retirada do ICMS da base de cálculo do PIS/COFINS.

Como resultado dos efeitos apresentados, o lucro líquido foi de R\$ 1.177 milhões no 3T26 (+27% vs. 3T25) e de R\$ 3.361 milhões no 9M26 (-5% vs. 9M25).

2.2. Redes

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

DRE REDES (R\$ MM)	3T26	3T25	Variação		9M26	9M25	Variação	
			R\$	%			R\$	%
Receita Líquida	11.420	12.270	(850)	(7%)	34.647	34.706	(59)	(0%)
Custos com Energia	(7.370)	(8.514)	1.144	(13%)	(22.647)	(23.513)	866	(4%)
Margem Bruta s/ VNR	4.050	3.756	294	8%	12.000	11.193	807	7%
Ativo Financeiro da Concessão (VNR)	7	276	(269)	(97%)	1.022	1.382	(360)	(26%)
Margem Bruta	4.057	4.032	25	1%	13.022	12.575	447	4%
Despesa Operacional	(942)	(899)	(43)	5%	(2.806)	(2.657)	(149)	6%
PECLD	(142)	(116)	(26)	22%	(447)	(414)	(33)	8%
(+) Eq. Patrimonial / Operações Corporativas	374	43	331	770%	434	46	388	843%
EBITDA	3.347	3.060	287	9%	10.203	9.550	653	7%
Depreciação	(646)	(583)	(63)	11%	(1.876)	(1.716)	(160)	9%
Resultado Financeiro	(1.438)	(1.484)	46	(3%)	(4.775)	(4.288)	(487)	11%
IR CS	(164)	(174)	10	(6%)	(611)	22	(633)	N/A
LUCRO LÍQUIDO	1.099	819	280	34%	2.941	3.568	(627)	(18%)

O negócio de Redes encerrou o 3T26 com Margem Bruta sem VNR de R\$ 4.050 milhões, +8% vs. 3T25, impactada pelos efeitos positivos de volume e aumento da base de clientes das distribuidoras, das variações positivas de parcela B nos reajustes tarifários de Neoenergia Elektro em ago/25 (+1,3%) e em ago/26 (+2,36%), e de Neoenergia Brasília em out/25

(+8,3%), além dos novos ativos de transmissão que entraram em operação. Estes efeitos foram parcialmente compensados pelas variações negativas da parcela B dos reajustes de abr/26: Neoenergia Coelba (-2,01%), Neoenergia Cosern (-2,08%) e Neoenergia Pernambuco (-2,17%).

No acumulado, a Margem Bruta sem VNR foi de R\$ 12.000 milhões, +7% vs. 9M25, em razão dos efeitos positivos de aumento da base de clientes, volume, variações positivas de parcela B nos processos tarifários de 2025 das distribuidoras e no reajuste tarifário da Neoenergia Elektro de ago/26, além dos novos ativos de transmissão que entraram em operação. Estes efeitos foram parcialmente compensados pelas variações negativas da parcela B dos reajustes de abr/26.

A margem bruta foi de R\$ 4.057 milhões no 3T26 (+1% vs. 3T25) e de R\$ 13.022 milhões no 9M26 (+4% vs. 9M25), em razão dos efeitos supracitados, além do menor VNR em função da renovação das concessões das distribuidoras (Neoenergia Pernambuco em set/25, Neoenergia Coelba, Elektro e Cosern em mai/26).

As despesas operacionais somaram R\$ 942 milhões no 3T26 (+5% vs. 3T25) e R\$ 2.806 milhões no 9M26 (+6% vs. 9M25).

A PECLD foi de R\$ 142 milhões no 3T26 (+22% vs. 3T25) e R\$ 447 milhões no 9M26 (+8% vs. 9M25).

Na rubrica de Equivalência Patrimonial/Operações Corporativas, foram registrados +R\$ 374 milhões no 3T26 e +R\$ 434 milhões no 9M26, sendo +R\$ 292 milhões de ajuste a valor justo referente à operação corporativa das transmissoras com o GIC e a equivalência dos ativos de transmissão em parceria com o GIC (+R\$ 83 milhões no 3T26 e +R\$ 143 milhões no 9M26). Vale lembrar que foram registrados +R\$ 43 milhões no 3T25 e +R\$ 46 milhões no 9M25, pela equivalência dos ativos de transmissão (R\$ 36 milhões no 3T25 e R\$ 104 milhões no 9M25) e pelo ajuste a valor justo do lote de Itabapoana (+R\$ 7 milhões no 3T25 e -R\$ 58 milhões no 9M25).

O EBITDA de Redes foi de R\$ 3.347 milhões no 3T26 (+9% vs. 3T25) e de R\$ 10.203 milhões no 9M26 (+7% vs. 9M25). Já o EBITDA Caixa (sem VNR, IFRS e Operações Corporativas) foi de R\$ 2.921 milhões no 3T26 (+19% vs. 3T25) e de R\$ 8.435 milhões no 9M26 (+14% vs. 9M25).

O Resultado Financeiro foi de -R\$ 1.438 milhões no 3T26 (vs. -R\$ 1.484 milhões no 3T25), em função de maior renda de aplicações financeiras pelo aumento do volume médio aplicado, e de -R\$ 4.775 milhões no 9M26 (vs. -R\$ 4.288 milhões no 9M25), em função do aumento do saldo médio da dívida, devido às captações direcionadas para Capex de distribuição.

A rubrica de IR/CS do trimestre foi de -R\$ 164 milhões (-6% vs. 3T25) e no acumulado foi de -R\$ 611 milhões (vs. +R\$ 22 milhões no 9M25). Vale destacar que no 2T25 houve o impacto positivo do indébito tributário gerando crédito no valor de R\$ 770 milhões, dada a exclusão da atualização da Selic dos débitos em função da retirada do ICMS da base de cálculo do PIS/COFINS.

Como resultado dos efeitos apresentados, o lucro líquido de Redes foi de R\$ 1.099 milhões no 3T26 (+34% vs. 3T25) e de R\$ 2.941 milhões no acumulado (-18% vs. 9M25).

DRE TRANSMISSÃO (R\$ MM)	3T26	3T25	Variação		9M26	9M25	Variação	
			R\$	%			R\$	%
Receita Líquida	551	1.226	(675)	(55%)	1.670	3.922	(2.252)	(57%)
Custos de Construção	(120)	(726)	606	(83%)	(332)	(2.643)	2.311	(87%)
Margem Bruta	431	500	(69)	(14%)	1.338	1.279	59	5%
Despesa Operacional	(50)	(53)	3	(6%)	(112)	(144)	32	(22%)
PECLD	(1)	(1)	-	-	(2)	(2)	-	-
(+) Eq. Patrimonial / Operações Corporativas	374	43	331	770%	434	46	388	843%
EBITDA	754	489	265	54%	1.658	1.179	479	41%
Depreciação	(2)	(2)	-	-	(6)	(7)	1	(14%)
Resultado Financeiro	(143)	(189)	46	(24%)	(664)	(665)	1	(0%)
IR CS	(68)	(79)	11	(14%)	(154)	(126)	(28)	22%
LUCRO LÍQUIDO	541	219	322	147%	834	382	452	118%
IFRS15	128	322	(194)	(60%)	455	810	(355)	(44%)

As transmissoras apresentaram Margem Bruta de R\$ 431 milhões no 3T26 (-14% vs. 3T25) e de R\$ 1.338 milhões no 9M26 (+5% vs. 9M25) pelos novos ativos que entraram em operação.

As despesas operacionais somaram R\$ 50 milhões no 3T26 (-6% vs. 3T25), principalmente pela não consolidação de Itabapoana no 3T26, e R\$ 112 milhões no 9M26 (-22% vs. 9M25), explicadas pelo efeito pontual no reconhecimento de decisão judicial favorável contra fornecedor por equipamento danificado.

Na rubrica de Equivalência Patrimonial/Operações Corporativas, foram registrados +R\$ 374 milhões no 3T26 e +R\$ 434 milhões no 9M26, sendo +R\$ 292 milhões de ajuste a valor justo referente à operação corporativa das transmissoras com o GIC e a equivalência dos ativos de transmissão em parceria com o GIC (+R\$ 83 milhões no 3T26 e +R\$ 143 milhões no 9M26). Vale lembrar que foram registrados +R\$ 43 milhões no 3T25 e +R\$ 46 milhões no 9M25, pela equivalência dos ativos de transmissão (R\$ 36 milhões no 3T25 e R\$ 104 milhões no 9M25) e pelo ajuste a valor justo do lote de Itabapoana (+R\$ 7 milhões no 3T25 e -R\$ 58 milhões no 9M25).

Como resultado das variações citadas acima, o EBITDA de transmissão encerrou o trimestre em R\$ 754 milhões (+54% vs. 3T25) e o acumulado em R\$ 1.658 milhões (+41% vs. 9M25). Já o EBITDA Caixa (sem IFRS e Operações Corporativas) foi de R\$ 335 milhões no 3T26 (+110% vs. 3T25) e de R\$ 912 milhões no 9M26 (+114% vs. 9M25).

O Resultado Financeiro foi de -R\$ 143 milhões no 3T26 (vs. -R\$ 189 milhões no 3T25) e de -R\$ 664 milhões no 9M26 (vs. -R\$ 665 milhões no 9M25).

O negócio de transmissão teve lucro de R\$ 541 milhões no 3T26 (+147% vs. 3T25) e de R\$ 834 milhões no 9M26 (+118% vs. 9M25).

2.2.1. NEOENERGIA COELBA

DRE (R\$ MM)	3T26	3T25	Variação		9M26	9M25	Variação	
			R\$	%			R\$	%
Receita Líquida	4.416	4.494	(78)	(2%)	13.443	12.606	837	7%
Custos Com Energia	(2.823)	(3.046)	223	(7%)	(8.708)	(8.159)	(549)	7%
Margem Bruta s/ VNR	1.593	1.448	145	10%	4.735	4.447	288	6%
Ativo Financeiro da Concessão (VNR)	3	148	(145)	(98%)	636	732	(96)	(13%)
Margem Bruta	1.596	1.596	-	-	5.371	5.179	192	4%
Despesa Operacional	(413)	(414)	1	(0%)	(1.248)	(1.187)	(61)	5%
PECLD	(37)	(40)	3	(8%)	(141)	(136)	(5)	4%
EBITDA	1.146	1.142	4	0%	3.982	3.856	126	3%
Depreciação	(293)	(255)	(38)	15%	(842)	(757)	(85)	11%
Resultado Financeiro	(658)	(599)	(59)	10%	(2.018)	(1.627)	(391)	24%
IRCS	6	(41)	47	N/A	(174)	(16)	(158)	988%
LUCRO LÍQUIDO	201	247	(46)	(19%)	948	1.456	(508)	(35%)

A Neoenergia Coelba apresentou margem bruta sem VNR de R\$ 1.593 milhões no 3T26 (+10% vs. 3T25), explicado pelos maiores volumes, parcialmente compensado pelo impacto negativo da variação da parcela B de -2,01% do reajuste de abril/26. No 9M26, a margem bruta sem VNR foi de R\$ 4.735 milhões (+6% vs. 9M25), também em virtude dos maiores volumes, além do impacto positivo da variação da parcela B de +8,1% no reajuste de abril/25.

A margem bruta foi de R\$ 1.596 milhões no 3T26 (em linha com o 3T25) e de R\$ 5.371 milhões no 9M26 (+4% vs. 9M25), em razão dos efeitos supracitados, além do menor VNR, em função da renovação da concessão ocorrida em mai/26.

As despesas operacionais contabilizaram R\$ 413 milhões no 3T26, em linha com o 3T25, e R\$ 1.248 milhões no 9M26 (+5% vs. 9M25), explicado por maiores gastos para execução das ações de cobrança e do plano de corte.

No trimestre, a PECLD totalizou R\$ 37 milhões (-8% vs. 3T25) e, no acumulado, R\$ 141 milhões (+4% vs. 9M25). Quando analisamos o indicador de inadimplência (PECLD/ROB) do 3T26, ele encerrou em 0,95%, abaixo do seu limite regulatório, de 1,31%.

Como resultado das variações citadas acima, o EBITDA foi de R\$ 1.146 milhões no trimestre (em linha com o 3T25) e de R\$ 3.982 milhões no acumulado (+3% vs. 9M25). O EBITDA Caixa (ex-VNR) no 3T26 foi de R\$ 1.143 milhões (+15% vs. 3T25) e no 9M26 foi de R\$ 3.346 milhões (+7% vs. 9M25).

O Resultado Financeiro foi de -R\$ 658 milhões no 3T26 (vs. -R\$ 599 milhões no 3T25) e de -R\$ 2.018 milhões no 9M26 (vs. -R\$ 1.627 milhões no 9M25), em virtude do aumento dos encargos de dívida devido ao maior saldo médio.

A rubrica de IR/CS do trimestre foi de +R\$ 6 milhões (vs. -R\$ 41 milhões no 3T25) e no acumulado foi de -R\$ 174 milhões, (vs. -R\$ 16 milhões no 9M25). Vale destacar que no 9M25 houve o impacto positivo do indébito tributário gerando crédito no valor de R\$ 274 milhões, dada a exclusão da atualização da Selic dos indêbitos em função da retirada do ICMS da base de cálculo do PIS/COFINS.

O Lucro Líquido foi de R\$ 201 milhões no 3T26 (-19% vs. 3T25) e de R\$ 948 milhões no 9M26 (-35% vs. 9M25).

2.2.2. NEOENERGIA PERNAMBUCO

DRE (R\$ MM)	3T26	3T25	Variação		9M26	9M25	Variação	
			R\$	%			R\$	%
Receita Líquida	2.231	2.080	151	7%	6.817	5.870	947	16%
Custos Com Energia	(1.554)	(1.497)	(57)	4%	(4.702)	(4.136)	(566)	14%
Margem Bruta s/ VNR	677	583	94	16%	2.115	1.734	381	22%
Ativo Financeiro da Concessão (VNR)	1	43	(42)	(98%)	7	240	(233)	(97%)
Margem Bruta	678	626	52	8%	2.122	1.974	148	7%
Despesa Operacional	(209)	(191)	(18)	9%	(622)	(572)	(50)	9%
PECLD	(54)	(42)	(12)	29%	(176)	(158)	(18)	11%
EBITDA	415	393	22	6%	1.324	1.244	80	6%
Depreciação	(123)	(114)	(9)	8%	(361)	(337)	(24)	7%
Resultado Financeiro	(211)	(289)	78	(27%)	(761)	(820)	59	(7%)
IRCS	(16)	15	(31)	N/A	(14)	401	(415)	N/A
LUCRO LÍQUIDO	65	5	60	1200%	188	488	(300)	(61%)

A Neoenergia Pernambuco apresentou margem bruta sem VNR de R\$ 677 milhões no 3T26 (+16% vs. 3T25), explicado pelo maior volume e maior base de clientes, parcialmente compensado pelo impacto negativo da variação da parcela B de -2,17% do reajuste de abril/26. No 9M26, a margem bruta sem VNR foi de R\$ 2.115 milhões (+22% vs. 9M25), também em virtude dos maiores volumes, além do impacto positivo da variação da parcela B de +16,2% no reajuste de abril/25.

A margem bruta foi de R\$ 678 milhões no 3T26 (+8% vs. 3T25) e de R\$ 2.122 milhões no 9M26 (+7% vs. 9M25), em razão dos efeitos supracitados, além do menor VNR, em função da renovação da concessão ocorrida em setembro de 2025.

As despesas operacionais contabilizaram R\$ 209 milhões no 3T26 (+9% vs. 3T25) e R\$ 622 milhões no 9M26 (+9% vs. 9M25), reflexo, principalmente, de maiores gastos com frota devido à alta nos preços de combustível.

No trimestre, a PECLD totalizou R\$ 54 milhões (+29% vs. 3T25) e, no acumulado, R\$ 176 milhões (+11% vs. 9M25).

Como resultado das variações citadas acima, o EBITDA foi de R\$ 415 milhões no trimestre (+6% vs. 3T25) e de R\$ 1.324 milhões no acumulado (+6% vs. 9M25). O EBITDA Caixa (ex- VNR) no 3T26 foi de R\$ 414 milhões (+18% vs. 3T25) e no 9M26 foi de R\$ 1.317 milhões (+31% vs. 9M25).

O Resultado Financeiro foi de -R\$ 211 milhões no 3T26 (vs. -R\$ 289 milhões no 3T25) e de -R\$ 761 milhões no 9M26 (vs. -R\$ 820 milhões no 9M25), em virtude da redução dos encargos de dívida devido ao menor IPCA.

A rubrica de IR/CS do trimestre foi de -R\$ 16 milhões (vs. +R\$ 15 milhões no 3T25) e no acumulado foi de -R\$ 14 milhões, (vs. +R\$ 401 milhões no 9M25). Vale destacar que no 2T25 houve o impacto positivo do indébito tributário gerando crédito no valor de R\$ 394 milhões, dada a exclusão da atualização da Selic dos débitos em função da retirada do ICMS da base de cálculo do PIS/COFINS.

O Lucro Líquido foi de R\$ 65 milhões no 3T26 (+1.200% vs. 3T25) e de R\$ 188 milhões no 9M26 (-61% vs. 9M25).

2.2.3. NEOENERGIA COSERN

DRE (R\$ MM)	3T26	3T25	Variação		9M26	9M25	Variação	
			R\$	%			R\$	%
Receita Líquida	965	1.028	(63)	(6%)	2.943	2.845	98	3%
Custos Com Energia	(609)	(692)	83	(12%)	(1.884)	(1.852)	(32)	2%
Margem Bruta s/ VNR	356	336	20	6%	1.059	993	66	7%
Ativo Financeiro da Concessão (VNR)	-	30	(30)	(100%)	136	154	(18)	(12%)
Margem Bruta	356	366	(10)	(3%)	1.195	1.147	48	4%
Despesa Operacional	(69)	(62)	(7)	11%	(212)	(197)	(15)	8%
PECLD	(9)	(4)	(5)	125%	(25)	(15)	(10)	67%
EBITDA	278	300	(22)	(7%)	958	935	23	2%
Depreciação	(54)	(49)	(5)	10%	(157)	(144)	(13)	9%
Resultado Financeiro	(76)	(77)	1	(1%)	(284)	(242)	(42)	17%
IR CS	(16)	(23)	7	(30%)	(49)	(31)	(18)	58%
LUCRO LÍQUIDO	132	151	(19)	(13%)	468	518	(50)	(10%)

A Neoenergia Cosern apresentou margem bruta sem VNR de R\$ 356 milhões no 3T26 (+6% vs. 3T25), explicado pelos maiores volumes e ampliação da base de clientes que compensaram o reajuste tarifário de abril/26, que resultou em variação negativa da parcela B (-2,08%). No 9M26, a margem bruta sem VNR foi de R\$ 1.059 milhões (+7% vs. 9M25), também em virtude dos efeitos descritos acima e pelo impacto positivo da Parcela B de +6,6% no reajuste de abril/25.

A Margem Bruta totalizou R\$ 356 milhões no 3T26 (-3% vs. 3T25) e R\$ 1.195 milhões no 9M26 (+4% vs. 9M25) em razão dos efeitos supracitados, além do menor VNR, em função da renovação da concessão ocorrida em mai/26.

As despesas operacionais somaram R\$ 69 milhões no 3T26 (+11% vs. 3T25) e R\$ 212 milhões no 9M26 (+8% vs. 9M25), impactadas, principalmente, pelas despesas com pessoal, devido ao maior provisionamento de PLR.

A PECLD totalizou R\$ 9 milhões no 3T26 (+125% vs. 3T25) e R\$ 25 milhões no 9M26 (+67% vs. 9M25).

Como resultado dessas variações, o EBITDA atingiu R\$ 278 milhões no 3T26 (-7% vs. 3T25) e R\$ 958 milhões no 9M26 (+2% vs. 9M25). Já o EBITDA Caixa (ex-VNR) foi de R\$ 278 milhões no 3T26 (+3% vs. 3T25) e de R\$ 822 milhões no 9M26 (+5% vs. 9M25).

O Resultado Financeiro foi de -R\$ 76 milhões no 3T26 (vs. -R\$ 77 milhões no 3T25) e de -R\$ 284 milhões no 9M26 (vs. -R\$ 242 milhões no 9M25), em virtude do aumento dos encargos de dívida devido ao maior saldo médio, além do *one-off* positivo de R\$ 18 milhões no 2T25 referente à atualização monetária sobre os indêbitos.

A rubrica de IR/CS do trimestre foi de -R\$ 16 milhões (-30% vs. 3T25) e no acumulado foi de -R\$ 49 milhões (+58% vs. 9M25). Vale destacar que no 9M25 houve o impacto positivo do indêbito tributário gerando crédito no valor de R\$ 60 milhões, dada a exclusão da atualização da Selic dos indêbitos em função da retirada do ICMS da base de cálculo do PIS/COFINS.

O Lucro Líquido somou R\$ 132 milhões no 3T26 (-13% vs. 3T25) e de R\$ 468 milhões no 9M26 (-10% vs. 9M25).

2.2.4. NEOENERGIA ELEKTRO

DRE (R\$ MM)	3T26	3T25	Variação		9M26	9M25	Variação	
			R\$	%			R\$	%
Receita Líquida	2.449	2.507	(58)	(2%)	7.203	6.925	278	4%
Custos Com Energia	(1.636)	(1.763)	127	(7%)	(4.905)	(4.588)	(317)	7%
Margem Bruta s/ VNR	813	744	69	9%	2.298	2.337	(39)	(2%)
Ativo Financeiro da Concessão (VNR)	1	51	(50)	(98%)	217	244	(27)	(11%)
Margem Bruta	814	795	19	2%	2.515	2.581	(66)	(3%)
Despesa Operacional	(171)	(169)	(2)	1%	(526)	(502)	(24)	5%
PECLD	(22)	(16)	(6)	38%	(61)	(69)	8	(12%)
EBITDA	621	610	11	2%	1.928	2.010	(82)	(4%)
Depreciação	(117)	(111)	(6)	5%	(351)	(322)	(29)	9%
Resultado Financeiro	(275)	(256)	(19)	7%	(851)	(724)	(127)	18%
IR CS	(69)	(47)	(22)	47%	(219)	(228)	9	(4%)
LUCRO LÍQUIDO	160	196	(36)	(18%)	507	736	(229)	(31%)

A Neoenergia Elektro apresentou margem bruta sem VNR de R\$ 813 milhões no 3T26 (+9% vs. 3T25) explicado pelos maiores volumes, ampliação da base de clientes e o reajuste tarifário de agosto/26, que resultou em variação positiva da parcela B (+2,36%) e de R\$ 2.298 milhões no 9M26 (-2% vs. 9M25), impactada pelo pior mix, parcialmente compensado pela variação positiva da parcela B de +1,30% do reajuste de agosto/25 e efeitos supracitados.

A margem bruta foi de R\$ 814 milhões no 3T26 (+2% vs. 3T25) e de R\$ 2.515 milhões no 9M26 (-3% vs. 9M25), em razão dos efeitos supracitados, que foram parcialmente compensados pelo menor VNR no período, em função da renovação da concessão ocorrida em mai/26.

As despesas operacionais contabilizaram R\$ 171 milhões no 3T26 (+1% vs. 3T25), absorvendo a inflação. No 9M26 foi de R\$ 526 milhões (+5% vs. 9M25).

No trimestre, a PECLD totalizou R\$ 22 milhões (+38% vs. 3T25) e, no acumulado, totalizou R\$ 61 milhões (-12% vs. 9M25).

Como resultado das variações citadas acima, o EBITDA foi de R\$ 621 milhões no trimestre (+2% vs. 3T25) e de R\$ 1.928 milhões no acumulado (-4% vs. 9M25). O EBITDA Caixa (ex- VNR) no 3T26 foi de R\$ 620 milhões (+11% vs. 3T25) e no 9M26 foi de R\$ 1.711 milhões (-3% vs. 9M25).

O Resultado Financeiro foi de -R\$ 275 milhões no 3T26 (vs. -R\$ 256 milhões no 3T25) e de -R\$ 851 milhões no 9M26 (vs. -R\$ 724 milhões no 9M25), em virtude do aumento dos encargos de dívida devido ao maior saldo médio.

A rubrica de IR/CS do trimestre foi de -R\$ 69 milhões (vs. -R\$ 47 milhões no 3T25) e no acumulado foi de -R\$ 219 milhões, (vs. -R\$ 228 milhões no 9M25). Vale destacar que no 9M25 houve o impacto positivo do indébito tributário gerando crédito no valor de R\$ 39 milhões, dada a exclusão da atualização da Selic dos indébitos em função da retirada do ICMS da base de cálculo do PIS/COFINS.

O Lucro Líquido foi de R\$ 160 milhões no 3T26 (-18% vs. 3T25) e de R\$ 507 milhões no 9M26 (-31% vs. 9M25).

2.2.5. NEOENERGIA BRASÍLIA

DRE (R\$ MM)	3T26	3T25	Variação		9M26	9M25	Variação	
			R\$	%			R\$	%
Receita Líquida	831	956	(125)	(13%)	2.649	2.596	53	2%
Custos com Energia	(628)	(791)	163	(21%)	(2.115)	(2.137)	22	(1%)
Margem Bruta s/ VNR	203	165	38	23%	534	459	75	16%
Ativo Financeiro da Concessão (VNR)	1	3	(2)	(67%)	26	12	14	117%
Margem Bruta	204	168	36	21%	560	471	89	19%
Despesa Operacional	(53)	(32)	(21)	66%	(166)	(120)	(46)	38%
PECLD	(18)	(14)	(4)	29%	(41)	(35)	(6)	17%
EBITDA	133	122	11	9%	353	316	37	12%
Depreciação	(56)	(50)	(6)	12%	(159)	(149)	(10)	7%
Resultado Financeiro	(73)	(75)	2	(3%)	(195)	(210)	15	(7%)
IR CS	(4)	(1)	(3)	300%	(5)	18	(23)	(128%)
LUCRO LÍQUIDO	-	(4)	4	(100%)	(6)	(25)	19	(76%)

A Neoenergia Brasília apresentou margem bruta sem VNR de R\$ 203 milhões no 3T26 (+23% vs. 3T25) e de R\$ 534 milhões no 9M26 (+16% vs. 9M25), influenciada pelo reajuste tarifário de outubro/25, que resultou em variação positiva da parcela B (+8,3%), além da ampliação da base de clientes no período.

A margem bruta foi de R\$ 204 milhões no 3T26 (+21% vs. 3T25) e de R\$ 560 milhões no 9M26 (+19% vs. 9M25), em razão dos efeitos supracitados, além do maior VNR no ano.

As despesas operacionais totalizaram R\$ 53 milhões no 3T26 (+66% vs. 3T25) e R\$ 166 milhões no 9M26 (+38% vs. 9M25), em função dos efeitos positivos não recorrentes registrados no 9M25.

No trimestre, a PECLD totalizou R\$ 18 milhões (+29% vs. 3T25) e, no acumulado, totalizou R\$ 41 milhões (+17% vs. 9M25).

Como resultado das variações citadas acima, o EBITDA foi de R\$ 133 milhões no trimestre (+9% vs. 3T25) e de R\$ 353 milhões no acumulado (+12% vs. 9M25).

O Resultado Financeiro foi de -R\$ 73 milhões no 3T26 (vs. -R\$ 75 milhões no 3T25) e de -R\$ 195 milhões no 9M26 (vs. -R\$ 210 milhões no 9M25), por menores encargos da dívida, em função da redução do CDI no período.

A rubrica de IR/CS do trimestre foi de -R\$ 4 milhões (vs. -R\$ 1 milhão no 3T25) e no acumulado foi de -R\$ 5 milhões, (vs. -R\$ 18 milhões no 9M25). Vale destacar que no 2T25 houve o impacto positivo do indébito tributário gerando crédito no valor de R\$ 3 milhões, dada a exclusão da atualização da Selic dos débitos em função da retirada do ICMS da base de cálculo do PIS/COFINS.

A Companhia registrou resultado líquido de R\$ 0 milhões no 3T26 (vs. -R\$ 4 milhões no 3T25) e de -R\$ 6 milhões no 9M26 (vs. -R\$ 25 milhões no 9M25).

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)	3T26	3T25	Variação		9M26	9M25	Variação	
			R\$	%			R\$	%
Receita Líquida	931	1.132	(201)	(18%)	2.814	3.220	(406)	(13%)
Custos com Energia	(453)	(594)	141	(24%)	(1.641)	(1.843)	202	(11%)
Margem Bruta	478	538	(60)	(11%)	1.173	1.377	(204)	(15%)
Despesa Operacional	(120)	(125)	5	(4%)	(356)	(395)	39	(10%)
PECLD	(1)	(1)	-	-	(2)	(1)	(1)	100%
(+) Eq. Patrimonial / Operações Corporativas	(29)	(18)	(11)	61%	479	10	469	4690%
EBITDA	328	394	(66)	(17%)	1.294	991	303	31%
Depreciação	(88)	(88)	-	-	(260)	(322)	62	(19%)
Resultado Financeiro	4	(7)	11	N/A	(45)	(93)	48	(52%)
IR CS	(42)	(50)	8	(16%)	(111)	(123)	12	(10%)
LUCRO LÍQUIDO	202	249	(47)	(19%)	878	453	425	94%

DRE HIDROS (R\$ MM)	3T26	3T25	Variação		9M26	9M25	Variação	
			R\$	%			R\$	%
Receita Líquida	91	166	(75)	(45%)	392	611	(219)	(36%)
Custos com Energia	(15)	(40)	25	(63%)	(71)	(136)	65	(48%)
Margem Bruta	76	126	(50)	(40%)	320	475	(155)	(33%)
Despesa Operacional	(22)	(13)	(9)	69%	(53)	(63)	10	(16%)
(+) Eq. Patrimonial / Operações Corporativas	(29)	(18)	(11)	61%	481	11	470	4273%
EBITDA	25	95	(70)	(74%)	748	423	325	77%
Depreciação	(31)	3	(34)	N/A	(75)	(52)	(23)	44%
Resultado Financeiro	(6)	(3)	(3)	100%	10	(15)	25	N/A
IR CS	19	(15)	34	N/A	(9)	(40)	31	(78%)
LUCRO LÍQUIDO	6	80	(74)	(93%)	674	317	357	113%

DRE ÉOLICAS (R\$ MM)	3T26	3T25	Variação		9M26	9M25	Variação	
			R\$	%			R\$	%
Receita Líquida	343	432	(89)	(21%)	908	1.059	(151)	(14%)
Custos com Energia	(50)	(90)	40	(44%)	(317)	(355)	38	(11%)
Margem Bruta	293	342	(49)	(14%)	592	704	(112)	(16%)
Despesa Operacional	(60)	(73)	13	(18%)	(191)	(209)	18	(9%)
EBITDA	233	269	(36)	(13%)	400	496	(96)	(19%)
Depreciação	(44)	(77)	33	(43%)	(146)	(228)	82	(36%)
Resultado Financeiro	3	(12)	15	N/A	(75)	(98)	23	(23%)
IR CS	(45)	(29)	(16)	55%	(73)	(71)	(2)	3%
LUCRO LÍQUIDO	148	151	(3)	(2%)	107	98	9	9%

DRE SOLAR (R\$ MM)	3T26	3T25	Variação		9M26	9M25	Variação	
			R\$	%			R\$	%
Receita Líquida	17	22	(5)	(23%)	56	63	(7)	(11%)
Custos com Energia	(1)	(12)	11	(92%)	(24)	(40)	16	(40%)
Margem Bruta	16	10	6	60%	32	23	9	39%
Despesa Operacional	(2)	(2)	-	-	(6)	(5)	(1)	20%
EBITDA	14	8	6	75%	26	18	8	44%
Depreciação	(3)	(5)	2	(40%)	(9)	(13)	4	(31%)
Resultado Financeiro	1	1	-	-	2	1	1	100%
IR CS	(1)	(1)	-	-	(3)	(3)	-	-
LUCRO LÍQUIDO	11	3	8	267%	16	3	13	433%

DRE TERMOPERNAMBUCO (R\$ MM)	3T26	3T25	Variação		9M26	9M25	Variação	
			R\$	%			R\$	%
Receita Líquida	62	57	5	9%	188	165	23	14%
Custos com Energia	(34)	(36)	2	(6%)	(118)	(111)	(7)	6%
Margem Bruta	28	21	7	33%	70	54	16	30%
Despesa Operacional	(12)	(15)	3	(20%)	(43)	(49)	6	(12%)
EBITDA	15	6	9	150%	27	5	22	440%
Depreciação	(7)	(7)	-	-	(23)	(24)	1	(4%)
Resultado Financeiro	3	5	(2)	(40%)	8	17	(9)	(53%)
IR CS	(2)	-	(2)	-	(1)	4	(5)	N/A
LUCRO LÍQUIDO	9	4	5	125%	12	2	10	500%

DRE COMERCIALIZAÇÃO (R\$ MM)	3T26	3T25	Variação		9M26	9M25	Variação	
			R\$	%			R\$	%
Receita Líquida	439	460	(21)	(5%)	1.296	1.325	(29)	(2%)
Custos com Energia	(354)	(416)	62	(15%)	(1.112)	(1.201)	89	(7%)
Margem Bruta	85	44	41	93%	184	124	60	48%
Despesa Operacional	(44)	(26)	(18)	69%	(89)	(72)	(17)	24%
PECLD	(1)	(1)	-	-	(2)	(1)	(1)	100%
EBITDA	40	17	23	135%	93	51	42	82%
Depreciação	(3)	(2)	(1)	50%	(7)	(5)	(2)	40%
Resultado Financeiro	3	1	2	200%	10	2	8	400%
IR CS	(12)	(5)	(7)	140%	(25)	(13)	(12)	92%
LUCRO LÍQUIDO	28	11	17	155%	71	35	36	103%

O negócio de Geração e Clientes apresentou margem bruta de R\$ 478 milhões no 3T26 (-11% vs. 3T25) e de R\$ 1.173 milhões no 9M26 (-15% vs. 9M25), refletindo, principalmente, a menor geração eólica e a redução da margem das hidros, em função da desconsolidação de Dardanelos (desde abr/26), parcialmente compensado pelo melhor resultado da Comercializadora, por melhor margem de liquidação na CCEE e entrada em operação de projetos de soluções verdes industriais. Vale destacar que foram reconhecidos +R\$ 30 milhões no 3T26 e +R\$ 77 milhões no 9M26 relativos ao ressarcimento de *curtailment*, complementando os R\$ 9 milhões já reconhecidos anteriormente no 9M25.

As despesas operacionais totalizaram R\$ 120 milhões no 3T26 (-4% vs. 3T25) e R\$ 356 milhões no 9M26 (-10% vs. 9M25), influenciadas pela desconsolidação de Baixo Iguaçu e Dardanelos.

Na rubrica de Equivalência Patrimonial/Operações Corporativas, no 3T26 foram registrados -R\$ 29 milhões pelo resultado da usina de Belo Monte, e no 9M26, foram registrados +R\$ 479 milhões, sendo +R\$ 324 milhões de mudança de perímetro com remensuração da participação previamente detida do negócio de Corumbá, +R\$ 232 milhões referente à venda de Dardanelos e -R\$ 76 milhões pelo resultado da usina de Belo Monte. Vale lembrar que foram registrados -R\$ 18 milhões no 3T25 e +R\$ 10 milhões no 9M25 explicado pelo ajuste a valor justo referente à venda da usina de Baixo Iguaçu (-R\$ 21 milhões no 3T25 e +R\$ 2 milhões no 9M25) e pelo resultado da usina de Corumbá (+R\$ 3 milhões no 3T25 e +R\$ 10 milhões no 9M25).

Considerando esses efeitos, o EBITDA alcançou R\$ 328 milhões no 3T26 (-17% vs. 3T25) e R\$ 1.294 milhões no 9M26 (+31% vs. 9M25). Já o EBITDA Caixa, sem Operações Corporativas, foi de R\$ 328 milhões no 3T26 (-13% vs. 3T25) e R\$ 725 milhões no 9M26 (-17% vs. 9M25).

O resultado financeiro foi de +R\$ 4 milhões no 3T26 (vs. -R\$ 7 milhões no 3T25) e de -R\$ 45 milhões no 9M26 (vs. -R\$ 93 milhões no 9M25), impactado pelo efeito positivo de R\$ 24 milhões pelo reconhecimento do desconto no UBP em hidros no 2T26.

O lucro líquido foi de R\$ 202 milhões no 3T26 (-19% vs. 3T25) e de R\$ 878 milhões no 9M26 (+94% vs. 9M25).

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)	3T26	3T25	Variação		9M26	9M25	Variação	
			R\$	%			R\$	%
Lucro líquido do período (A)	1.177	924	253	27%	3.361	3.556	(195)	(5%)
Lucro Atribuído aos minoritários (B)	(10)	(6)	(4)	67%	(26)	(20)	(6)	30%
Despesas financeiras (C)	(1.518)	(1.552)	34	(2%)	(5.258)	(4.779)	(479)	10%
Receitas financeiras (D)	385	332	53	16%	1.133	937	196	21%
Outros resultados financeiros, líquidos (E)	(280)	(292)	12	(4%)	(745)	(606)	(139)	23%
Imposto de renda e contribuição social (F)	(206)	(217)	11	(5%)	(720)	(79)	(641)	811%
Depreciação e Amortização (G)	(770)	(729)	(41)	6%	(2.250)	(2.213)	(37)	2%
EBITDA = (A-(B+C+D+E+F+G))	3.576	3.388	188	6%	11.227	10.316	911	9%
Ativo Financeiro da Concessão - VNR (H)	7	276	(269)	(97%)	1.022	1.382	(360)	(26%)
IFRS 15 (I)	128	322	(194)	(60%)	455	810	(355)	(44%)
Operações Corporativas (J)	291	(14)	305	N/A	848	(55)	903	N/A
EBITDA Ajustado = (EBITDA - (H+I+J))	3.150	2.804	346	12%	8.902	8.180	722	9%

4. RESULTADO FINANCEIRO

RESULTADO FINANCEIRO LÍQUIDO (R\$ MM)	3T26	3T25	Variação		9M26	9M25	Variação	
			R\$	%			R\$	%
Renda de aplicações financeiras	282	240	42	18%	815	657	158	24%
Encargos, variações monetárias e cambiais e Instrumentos financeiros derivativos de dívida	(1.601)	(1.615)	14	(1%)	(5.410)	(4.812)	(598)	12%
Outros resultados financeiros não relacionados a dívida	(94)	(137)	43	(31%)	(275)	(293)	18	(6%)
Juros, comissões e acréscimo moratório	70	92	(22)	(24%)	237	274	(37)	(14%)
Variações monetárias e cambiais - outros	24	16	8	50%	62	109	(47)	(43%)
Atualização provisão para contingências / depósitos judiciais	(32)	(17)	(15)	88%	(134)	(66)	(68)	103%
Atualização do ativo / passivo financeiro setorial	24	(67)	91	N/A	40	(188)	228	N/A
Obrigações pós emprego	(25)	(24)	(1)	4%	(74)	(76)	2	(3%)
Outras receitas (despesas) financeiras líquidas	(155)	(137)	(18)	13%	(406)	(346)	(60)	17%
Total	(1.413)	(1.512)	99	(7%)	(4.870)	(4.448)	(422)	9%

O Resultado Financeiro Consolidado foi de -R\$ 1.413 milhões no 3T26 (vs. -R\$ 1.512 milhões no 3T25), em função de maior renda de aplicações financeiras pelo aumento do volume médio aplicado, além da redução de encargos pela redução

de IPCA e CDI no período. No 9M26, o Resultado Financeiro foi de -R\$ 4.870 milhões (vs. -R\$ 4.448 milhões no 9M25), explicado, principalmente, pela maior despesa com encargos de dívida em razão do aumento de 17% no saldo médio da dívida em relação ao 9M25, devido às captações direcionadas para Capex, parcialmente compensada pela maior renda de aplicações financeiras.

5. INVESTIMENTOS

O Capex da Neoenergia encerrou o 9M26 em R\$ 6,2 bilhões, conforme tabela a seguir:

CAPEX Neoenergia (R\$ milhões)	3T26	3T25	Δ %	9M26	9M25	Δ %
Redes	2.113	2.526	(16%)	6.027	7.458	(19%)
Distribuidoras	1.989	1.797	11%	5.684	4.806	18%
Transmissoras	124	730	(83%)	342	2.652	(87%)
Geração e Clientes	74	71	5%	131	161	(18%)
Hidrelétricas	15	26	(44%)	21	37	(43%)
Eólicas	54	31	73%	85	85	(0%)
Termopernambuco	2	3	(30%)	2	22	(89%)
Clientes	3	10	(72%)	22	17	31%
Outros	7	0	N/A	15	9	62%
TOTAL	2.194	2.597	(16%)	6.172	7.628	(19%)

Nota: Não consideram as atualizações financeiras e provisões capitalizadas

5.1. Redes

5.1.1. Distribuição

No 9M26, o Capex das distribuidoras foi de R\$ 5,7 bilhões, dos quais R\$ 3,6 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		
	9M26	9M25	Δ %	9M26	9M25	Δ %	9M26	9M25	Δ %	9M26	9M25	Δ %	9M26	9M25	Δ %	9M26	9M25	Δ %
Expansão de Rede	2.307	1.937	19%	464	427	9%	212	245	(14%)	565	521	8%	90	70	29%	3.637	3.200	14%
Programa Luz para Todos	248	285	(13%)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	248	285	(13%)
Novas Ligações	1.058	950	11%	342	344	(1%)	151	153	(2%)	332	366	(9%)	53	34	59%	1.936	1.847	5%
Novas SE's e RD's	1.000	701	43%	122	83	47%	61	92	(33%)	233	155	51%	36	36	0%	1.453	1.067	36%
Renovação de Ativos	340	295	15%	351	130	171%	57	58	(1%)	172	121	42%	86	67	27%	1.006	670	50%
Melhoria da Rede	153	174	(12%)	85	46	87%	72	46	56%	80	70	15%	48	34	44%	438	369	19%
Perdas e Inadimplência	76	65	16%	95	84	14%	11	7	61%	7	6	8%	35	22	56%	224	184	21%
Outros	203	271	(25%)	224	74	204%	55	49	11%	152	113	34%	66	47	42%	700	554	26%
Movimentação Material (Estoque x Obra)	151	91	66%	78	18	338%	40	28	40%	13	15	N/A	16	39	(60%)	297	191	55%
(+/-) Investimento Bruto	3.229	2.832	14%	1.297	778	67%	447	433	3%	989	846	17%	340	279	22%	6.302	5.169	22%
SUBVENÇÕES	(198)	(75)	164%	(6)	(9)	(31%)	(7)	(20)	(63%)	(93)	(58)	61%	(17)	(10)	65%	(321)	(172)	87%
(+/-) Investimento Líquido	3.032	2.758	10%	1.291	769	68%	439	414	6%	896	789	14%	323	269	20%	5.981	4.997	20%
Movimentação Material (Estoque x Obra)	(151)	(91)	66%	(78)	(18)	338%	(40)	(28)	40%	(13)	(15)	N/A	(16)	(39)	(60%)	(297)	(191)	N/A
(+/-) CAPEX	2.881	2.667	8%	1.213	751	62%	399	385	4%	883	773	14%	308	230	34%	5.684	4.806	18%
Base de Anuidade Regulatória	203	271	(25%)	224	74	204%	55	49	11%	152	113	34%	66	47	42%	700	554	26%
Base de Remuneração Regulatória	2.875	2.470	16%	996	686	45%	352	356	(1%)	824	718	15%	258	193	34%	5.306	4.424	20%

5.1.2. Transmissão

No 9M26, o Capex das transmissoras foi de R\$ 342 milhões, integralmente dedicado ao investimento final dos lotes de transmissão.

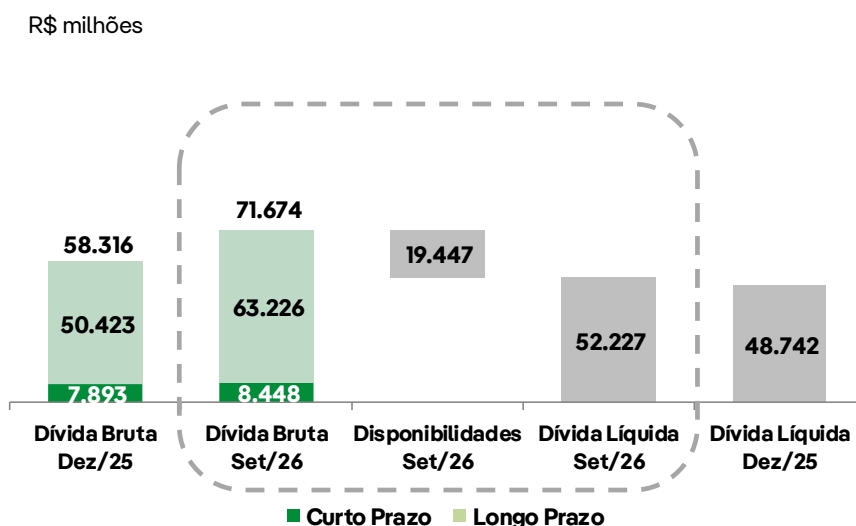
5.2. Geração e Clientes

Os investimentos realizados em Geração e Clientes somaram R\$ 131 milhões no 9M26, destinados, principalmente, para manutenção dos parques eólicos e dos projetos de soluções verdes industriais.

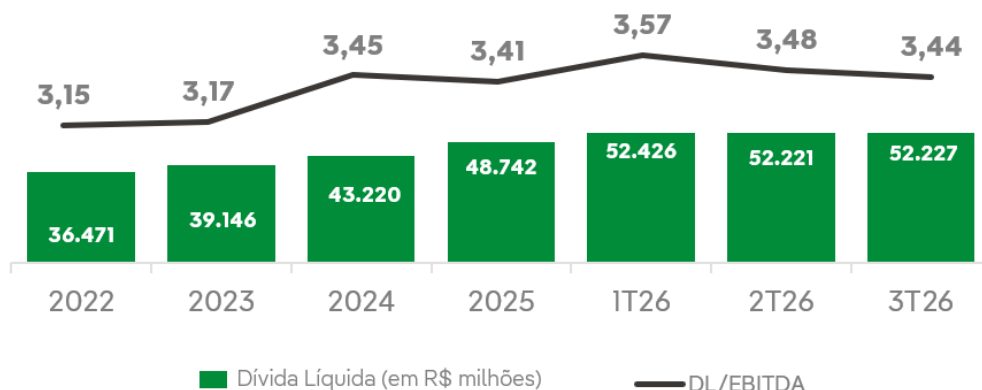
6. ENDIVIDAMENTO

6.1. Posição de Dívida e Alavancagem Financeira

Em setembro de 2026, a dívida líquida do consolidado da Neoenergia, incluindo caixa, equivalentes de caixa e títulos e valores mobiliários atingiu R\$ 52.227 milhões (dívida bruta de R\$ 71.674 milhões), apresentando um crescimento de 7% (R\$ 3.485 milhões) em relação a dezembro de 2025, 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 3,41x em dezembro de 2025 para 3,44x em setembro de 2026.



Ao considerar os efeitos da incorporação dos ativos de transmissão ocorrida em setembro de 2026 no EBITDA acumulado dos últimos 12 meses, o indicador Dívida Líquida Total/EBITDA atingiria 3,29x em setembro de 2026.

6.2. Cronograma de amortização das dívidas

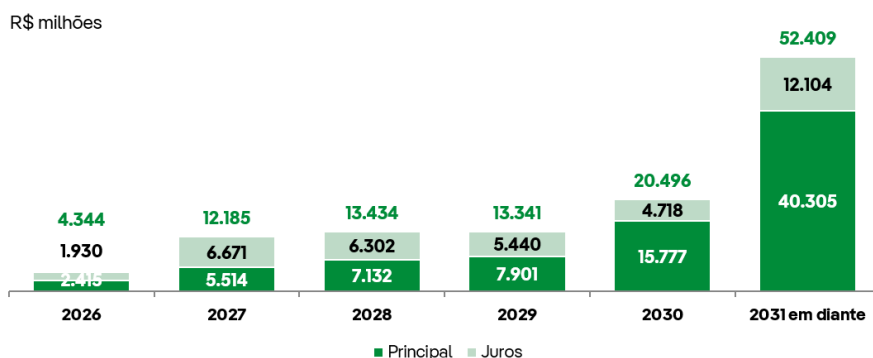
A Companhia busca alinhar a estrutura de sua dívida em consonância com o ciclo financeiro de seus negócios, observando as peculiaridades de cada empresa e as características de suas concessões e autorizações. Visando eficiência por meio da redução do custo da dívida e do alongamento de seu perfil de 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 2026, as maiores concentrações de pagamento de dívida são referentes a Neoenergia Coelba, no valor estimado de R\$ 688 milhões, da Neoenergia Pernambuco, de R\$ 396 milhões e da Neoenergia Brasília, de R\$ 300 milhões. A soma dos vencimentos dessas distribuidoras equivale a 57% do volume consolidado a amortizar neste período.

Em 2027, as maiores concentrações de pagamento de dívida são referentes a Neoenergia Coelba, no valor estimado de R\$ 1,2 bilhão, da Neoenergia Elektro, de R\$ 983 milhões, da Neoenergia Holding, de R\$ 856 milhões, na Neoenergia Brasília, de R\$ 700 milhões, e na Neoenergia Pernambuco, de R\$ 541 milhões. A soma dos vencimentos dessas empresas equivale a 77% do volume consolidado a amortizar neste período.

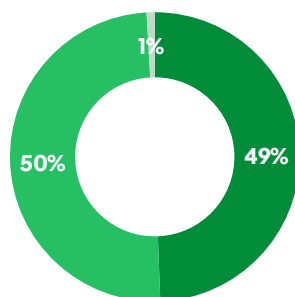
O prazo médio do endividamento da Neoenergia em setembro de 2026 foi de 5,60 anos (vs. 5,71 anos em dezembro de 2025). O gráfico abaixo apresenta o cronograma de vencimentos de principal e juros da dívida, utilizando as curvas *forward* de mercado para os indexadores e moedas atrelados ao endividamento vigente ao final do 3T26.



6.3. Perfil Dívida

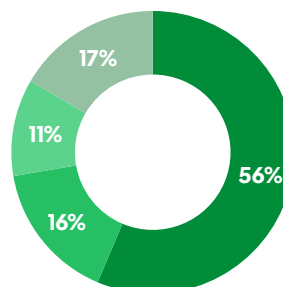
Os gráficos abaixo apresentam o saldo de dívidas segregado por fonte de captação e por indexador. O custo médio da dívida consolidado em setembro de 2026 foi de 11,6% (vs. 11,9% em dezembro de 2025).

DÍVIDA LÍQUIDA POR INDEXADOR (pós swap)



■ IPCA ■ CDI e SELIC ■ TJLP

DÍVIDA POR FUNDING



■ Mercado de Capitais Internos
■ Bancos de Fomentos Nacionais
■ Bancos de Fomentos Internacionais
■ Bancos Comerciais Internacionais

No 3T26 captamos um total de R\$ 10,4 bilhões. Destacamos as seguintes linhas de desembolso de dívida:

- i. Desembolso de 4131 junto a Iberdrola para Neoenergia no valor de R\$ 9,4 bilhões e prazo de 4 anos, que teve como contrapartida as emissões de debêntures das distribuidoras do Grupo, de mesmo prazo:
 - a. 25ª Emissão de Debêntures da Neoenergia Coelba no valor de R\$ 3,9 bilhões;
 - b. 19ª Emissão de Debêntures da Neoenergia Pernambuco no valor de R\$ 2,8 bilhões;
 - c. 7ª Emissão de Debêntures da Neoenergia Brasília no valor de R\$ 1,4 bilhão;
 - d. 20ª Emissão de Debêntures da Neoenergia Elektro no valor de R\$ 1,0 bilhão;
 - e. 15ª Emissão de Debêntures da Neoenergia Cosern no valor de R\$ 300 milhões.
- ii. Liberação Financiamento junto BEI para Neoenergia Elektro no valor de R\$ 883 milhões e prazo de 10 anos;
- iii. Desembolso 4131 junto Credit Agricole para Neoenergia Brasília no montante de R\$ 150 milhões e prazo de 1 ano;
- iv. Desembolso Financiamento junto BNB para Alto Paranaíba no montante de R\$ 45 milhões e prazo de 20 anos.

7. RATING

Em 17 de março de 2026, a Standard & Poor's – S&P reafirmou o rating da Neoenergia e suas distribuidoras em “BB” na Escala Global, limitadas ao rating soberano. Já na Escala Nacional Brasil, o rating da companhia e suas subsidiárias é ‘brAAA’.

8. ESG

A Neoenergia mantém um sólido Sistema de Governança e Sustentabilidade, que orienta a gestão de seus negócios e o relacionamento com seus públicos de interesse. Definida pelo Conselho de Administração, a estratégia da companhia está baseada na geração de valor sustentável por meio da oferta de energia renovável, eficiente e acessível, conciliando crescimento econômico, responsabilidade ambiental e desenvolvimento social.

Nesse contexto, a empresa contribui para a eletrificação da economia por meio de soluções energéticas sustentáveis e baseadas em fontes renováveis, atuando em alinhamento com seu Sistema de Governança e Sustentabilidade e com políticas corporativas que orientam sua atuação, como a Política de Desenvolvimento Sustentável e a Política de Respeito aos Direitos Humanos. A Neoenergia também reforça seu compromisso com iniciativas globais, incluindo o Pacto Global da ONU e os Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS).

A sustentabilidade está integrada à estratégia de negócios da companhia por meio do estabelecimento de metas, do monitoramento contínuo de indicadores e do aprimoramento permanente de suas práticas de gestão. Essa abordagem impulsiona avanços em temas prioritários, como transição energética, inovação tecnológica, desenvolvimento social e geração de valor compartilhado para clientes, colaboradores, investidores e comunidades.

Os resultados e avanços dessa trajetória são reportados anualmente no Relatório de Sustentabilidade da Neoenergia, reforçando o compromisso da companhia com a transparência, a prestação de contas e a geração de impactos positivos e duradouros para a sociedade.

Destaques do trimestre

Em mais uma iniciativa alinhada à sua estratégia de transição energética e modernização da infraestrutura elétrica, a Neoenergia deu início às obras de modernização da rede de distribuição de Ilhabela, no litoral de São Paulo. O projeto envolve uma complexa operação logística e operacional, conduzida em conformidade com rigorosos critérios ambientais e em respeito às características da região. A iniciativa beneficiará diretamente mais de 36 mil moradores, além dos milhares de turistas que visitam o município anualmente, contribuindo para o aumento da confiabilidade e da qualidade do fornecimento de energia.

Reforçando seu compromisso com a eficiência energética e a disseminação do conhecimento, a Neoenergia e a Aneel inauguraram, em Brasília, o Museu Aneel de Eficiência Energética, um espaço cultural e educativo viabilizado por meio do Programa de Eficiência Energética (PEE). O museu foi concebido para ampliar o acesso da sociedade a temas relacionados à energia, inovação e consumo consciente, por meio de experiências imersivas e atividades educacionais voltadas a estudantes, professores, pesquisadores e ao público em geral. Com expectativa de receber mais de 28 mil visitantes e capacitar cerca de 13 mil pessoas por ano em seu Espaço Maker, a iniciativa fortalece a atuação da companhia na promoção da educação, da sustentabilidade e da conscientização sobre o uso eficiente dos recursos energéticos.

A Neoenergia também intensificou as ações de engajamento de escolas em sua área de concessão para ampliar a participação de estudantes na edição 2026 da Olimpíada Nacional de Eficiência Energética (ONEE). Realizada pela Aneel, no âmbito do Programa de Eficiência Energética (PEE), e coordenada pela Abradee, a iniciativa promove a conscientização sobre eficiência energética, sustentabilidade e inovação por meio de desafios educacionais e atividades interativas. Com a participação das distribuidoras do grupo, a olimpíada mobiliza estudantes e professores

dos anos finais do Ensino Fundamental e do Ensino Médio, contribuindo para a formação de uma nova geração mais consciente sobre o consumo responsável de energia e os desafios da transição energética.

No campo social, o principal destaque do trimestre foi a conclusão da segunda turma do Programa Potencialize, iniciativa estratégica voltada ao desenvolvimento e à aceleração da carreira de colaboradores(as) negros(as) da Neoenergia. Mais de 50 profissionais concluíram a jornada, que combina formação em gestão e liderança, projetos práticos, vivências nos negócios, mentorias e espaços de escuta e troca. O programa fortalece o desenvolvimento de talentos e contribui para o avanço da agenda de diversidade, equidade e inclusão da companhia. Desde sua implementação, a iniciativa tem apresentado resultados expressivos, com 40% dos participantes promovidos, evidenciando sua efetividade na preparação de lideranças e no fortalecimento de uma cultura organizacional mais inclusiva.

A Neoenergia também ampliou seu impacto positivo na educação e na sustentabilidade por meio de iniciativas voltadas à formação de jovens e ao fortalecimento das comunidades. Em parceria com o UNICEF, a companhia reconheceu 12 escolas públicas da Bahia, Pernambuco, Rio Grande do Norte e Distrito Federal por projetos de educação socioambiental desenvolvidos no âmbito do edital #EntreNoClima por uma Educação Baseada na Natureza. Como parte da premiação, as instituições receberão sistemas de geração de energia solar fotovoltaica financiados com recursos do Programa de Eficiência Energética (PEE), contribuindo para a redução dos custos com energia e estimulando a adoção de práticas sustentáveis no ambiente escolar.

Por meio do Instituto Neoenergia, a empresa também lançou a campanha Energia Raiz, reforçando sua estratégia de descentralização do investimento social e de fortalecimento das iniciativas desenvolvidas nos territórios onde atua. Em 2025, o Instituto investiu em 166 projetos, dos quais 83% foram realizados fora das grandes capitais, ampliando o alcance das ações para regiões historicamente menos atendidas e promovendo desenvolvimento social com foco na valorização das comunidades locais.

Ainda no âmbito da educação, o Instituto Neoenergia lançou o Diáspora Tech, programa desenvolvido em parceria com a Obará Edutech para capacitar professores e agentes de educação em temas relacionados à inteligência artificial, pensamento crítico e equidade digital. A iniciativa apoia educadores no desenvolvimento de competências ligadas ao pensamento computacional e à cultura digital, contribuindo para uma educação mais inovadora, inclusiva e preparada para os desafios da transformação tecnológica. Em conjunto, essas iniciativas reforçam o compromisso da Neoenergia com a promoção da educação, da inclusão social e do desenvolvimento sustentável nas comunidades onde a empresa está presente.

O compromisso da empresa com a ética, a transparência e as melhores práticas de governança foi reconhecido mais uma vez com a conquista do selo Empresa Pró-Ética 2025-2026. Esta é a sexta edição consecutiva em que a Neoenergia recebe a certificação concedida pela Controladoria-Geral da União (CGU), que reconhece organizações de referência na promoção da integridade, prevenção à corrupção e fortalecimento de ambientes empresariais éticos e transparentes. Nesta edição, a NC Energia, comercializadora do grupo, também foi reconhecida pela primeira vez.

O trimestre também foi marcado por importantes reconhecimentos externos que reforçam a relevância da atuação da companhia em sustentabilidade, inovação e excelência operacional. A Neoenergia foi homenageada no evento “Iniciativas que Impactam”, promovido pela Câmara Oficial Espanhola de Comércio no Brasil em parceria com a Embaixada da Espanha, tendo cinco projetos reconhecidos: Escola de Eletricistas para Mulheres, Junt+s, Reciclagem de Painéis Solares, Noronha Verde e Hidrogênio Verde. A premiação destaca organizações que geram impacto positivo e promovem o desenvolvimento sustentável nas comunidades onde atuam.

No setor elétrico, o Grupo Neoenergia manteve sua posição de destaque no Prêmio Abradee 2026, conquistando sete troféus entre 11 indicações. Pelo segundo ano consecutivo, a Neoenergia Cosern foi reconhecida como a melhor distribuidora de energia do Brasil na categoria Nacional, enquanto a Neoenergia Elektro alcançou a segunda colocação. As empresas do grupo também se destacaram nas categorias Qualidade da Gestão, Gestão da Inovação, Gestão Econômico-Financeira e nos reconhecimentos regionais, evidenciando a consistência do desempenho operacional e da gestão em todas as distribuidoras.

A companhia também foi reconhecida no Circuito Nacional do Setor Elétrico (CINASE), o maior encontro itinerante do setor elétrico brasileiro, reforçando seu protagonismo em inovação, tecnologia e excelência operacional. Esse compromisso com a inovação foi novamente evidenciado no Energy Summit Awards 2026, uma das principais premiações globais do setor de energia, na qual a Neoenergia conquistou três prêmios e consolidou sua posição como referência em desenvolvimento tecnológico e soluções voltadas à transição energética.

9. OUTROS TEMAS

9.1. Clientes Baixa Renda

	3T26						3T25					
Nº de Consumidores Residenciais (milhares)	Consolidado	 Neoenergia Coselva	 Neoenergia Pernambuco	 Neoenergia Cosern	 Neoenergia Elektro	 Neoenergia Brasília	Consolidado	 Neoenergia Coselva	 Neoenergia Pernambuco	 Neoenergia Cosern	 Neoenergia Elektro	 Neoenergia Brasília
Convencional	11.309	4.316	2.608	1.095	2.301	990	11.113	4.206	2.553	1.026	2.374	953
Baixa Renda	4.138	2.010	1.275	374	364	115	4.005	1.973	1.250	413	253	116
Total	15.447	6.327	3.883	1.469	2.664	1.104	15.118	6.179	3.804	1.439	2.627	1.069

9.2. Reajuste Neoenergia Elektro

Em 24 de agosto de 2026, a Aneel aprovou o reajuste tarifário da Neoenergia Elektro com efeito médio para o consumidor de 9,58% aplicados a partir de 27 de agosto de 2026.

A variação da Parcela A foi de 3,44%, totalizando R\$ 7.300 milhões, impactada principalmente pelo aumento de 7,27% nos custos de transmissão. O preço médio de repasse dos contratos de compra de energia foi definido em R\$ 259,76/MWh. Já a variação da Parcela B foi de 2,36%, reflexo da inflação acumulada desde o último reajuste, de 4,72% (proporcionalizadas variações do IGP-M e IPCA conforme data de assinatura do aditivo contratual), deduzida do Fator X, de 2,36%. Adicionalmente, considerando novas regras do aditivo contratual, foram transferidas as Receitas Irrecuperáveis da Parcela B para a Parcela A, bem como iniciada a sistemática de ajustes anuais das deduções de Outras Receitas e das Receitas de Ultrapassagens de Demanda e de Excedentes de Reativos, com isso, após essas deduções, a variação da Parcela B final foi de -1,74% (R\$ 3.104 milhões).

9.3. Closing Transação Ativos de Transmissão

Em 30 de setembro de 2026, ocorreu o *closing* da (i) aquisição pela Neoenergia das ações ordinárias da Neoenergia Transmissão, representativas de 1% das ações de emissão da Neoenergia Transmissão anteriormente detidas pelo Unique Power, fundo de investimentos integralmente detido pela Warrington Investment Pte. Ltd.; e da (ii) alienação pela Neoenergia ao Unique Power de 49% das novas ações da Neoenergia Transmissão, emitidas em razão de aumento de

capital realizado pela Companhia, a partir do aporte da totalidade das participações acionárias detidas pela Companhia nas transmissoras Neoenergia Guanabara, Neoenergia Vale do Itajaí, Potiguar Sul, Neoenergia Morro do Chapéu, Neoenergia Estreito, Neoenergia Alto Paranaíba e Neoenergia Paraíso, conforme previsto no Contrato de Compra e Venda de Ações. Como resultado da transação, a Companhia passou a deter 51% do capital social total de Neoenergia Transmissão, assumindo seu controle, que desde setembro de 2023 vinha sendo compartilhado com o Unique Power e a Warrington.

9.4. Revisão Tarifária Neoenergia Brasília

Em 20 de outubro de 2026, a Aneel aprovou a revisão tarifária da Neoenergia Brasília, com efeito médio para o consumidor de 1,92%, aplicado a partir de 22 de outubro de 2026.

A Parcela B atingiu R\$ 820 milhões, com variação no período de 14,4% em relação à verificada nos últimos 12 meses, valor líquido de outras receitas e das receitas de ultrapassagem de demanda e excedente de reativos.

A Parcela A teve valor fixado em R\$ 3.173 milhões, apresentando variação no período de 3,1%, contribuindo com o índice final com 2,5%. Os componentes financeiros participaram no índice final com -3,3%.

Para a Base de Remuneração Líquida, o valor homologado foi de R\$ 2.195 milhões, a valores de outubro de 2026, refletido o reconhecimento integral dos investimentos realizados.

A Revisão Tarifária foi aprovada em caráter provisório para que seja realizada avaliação dos dados de mercado considerados no processo tarifário, em função da implementação do novo sistema comercial. Sendo necessário eventuais ajustes, esses serão realizados no âmbito do processo do reajuste tarifário de 2027.

As informações completas da revisão tarifária poderão ser encontradas nos resultados da Consulta Pública (CP) 24/2026, disponível no site da Aneel.

10. NOTA DE CONCILIAÇÃO

A Neoenergia apresenta os resultados do 3T26 e 9M26 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)	3T26	3T25	9M26	9M25	Correspondência nas Notas Explicativas
(+) Receita líquida	12.270	13.485	38.150	38.626	Demonstrações de resultado
(-) Valor de reposição estimado da concessão	(7)	(276)	(1.022)	(1.382)	Nota 5
(-) Outras receitas	(339)	(255)	(848)	(753)	Nota 5
(+) Ganho/perda na RAP	31	(12)	(8)	41	Nota 5.3
(+) Penalidades contratuais e regulatórias	(18)	(17)	(48)	(78)	Nota 5.3
(+) Receita de operação e manutenção	61	46	140	131	Nota 5.3
(+) Operações fotovoltaicas	22	0	23	0	Nota 5.3
(+) Outras receitas - Outras receitas	2	1	5	6	Nota 5.3
= RECEITA Operacional Líquida	12.022	12.972	36.392	36.591	
(+) Custos com energia elétrica	(5.453)	(6.139)	(16.984)	(16.425)	Demonstrações de resultado
(+) Combustível para produção de energia	(24)	(25)	(93)	(82)	Nota 8
(+) Custos de construção	(2.003)	(2.524)	(6.143)	(7.548)	Demonstrações de resultado
(+) Operações fotovoltaicas	(24)	(4)	(26)	(5)	Nota 8
= Custo com Energia	(7.504)	(8.692)	(23.246)	(24.060)	
(+) Valor de reposição estimado da concessão	7	276	1.022	1.382	Nota 5
= MARGEM BRUTA	4.525	4.556	14.168	13.913	
(+) Custos de operação	(1.582)	(1.394)	(4.465)	(4.168)	Demonstrações de resultado
(+) Despesas com vendas	(98)	(90)	(294)	(274)	Demonstrações de resultado
(+) Outras receitas/despesas gerais e administrativas	(530)	(593)	(1.751)	(1.755)	Demonstrações de resultado
(-) Combustível para produção de energia	24	25	93	82	Nota 8
(-) Operações fotovoltaicas	24	4	26	5	Nota 8
(-) Depreciação	770	729	2.250	2.213	Nota 8
(+) Outras receitas	339	255	848	753	Nota 5
(-) Ganho/perda na RAP	(31)	12	8	(41)	Nota 5.3
(-) Penalidades contratuais e regulatórias	18	17	48	78	Nota 5.3
(-) Receita de operação e manutenção	(61)	(46)	(140)	(131)	Nota 5.3
(-) Operações fotovoltaicas	(22)	0	(23)	0	Nota 5.3
(-) Outras receitas - Outras receitas	(2)	(1)	(5)	(6)	Nota 5.3
= Despesa Operacional (PMSO)	(1.151)	(1.082)	(3.405)	(3.244)	
(+) PECLD	(143)	(117)	(449)	(415)	Demonstrações de resultado
(+) Equivalência Patrimonial / (-) Ajuste valor justo - investimento	345	31	913	62	Demonstrações de resultado
EBITDA	3.576	3.388	11.227	10.316	
(+) Depreciação e Amortização	(770)	(729)	(2.250)	(2.213)	Demonstrações de resultado e Nota 8
(+) Resultado Financeiro	(1.413)	(1.512)	(4.870)	(4.448)	Demonstrações de resultado
(+) IR/CS	(206)	(217)	(720)	(79)	Demonstrações de resultado
(+) Minoritário	(10)	(6)	(26)	(20)	Demonstrações de resultado
LUCRO LÍQUIDO	1.177	924	3.361	3.556	Demonstrações de resultado

ANEXO I – DREs Gerenciais por Negócio

(data base 30/09/2026):

DRE (R\$ MM)	REDES								GERAÇÃO E CLIENTES								OUTROS							
	3T26	3T25	Variação		9M26	9M25	Variação		3T26	3T25	Variação		9M26	9M25	Variação		3T26	3T25	Variação		9M26	9M25	Variação	
			R\$	%			R\$	%			R\$	%			R\$	%			R\$	%			R\$	%
MARGEM BRUTA	4,057	4,032	25	1%	13,022	12,575	447	4%	478	538	(60)	(11%)	1,173	1,377	(204)	(15%)	(10)	(14)	4	(29%)	(27)	(39)	12	(31%)
Despesa Operacional	(942)	(899)	(43)	5%	(2,806)	(2,657)	(149)	6%	(120)	(125)	5	(4%)	(356)	(395)	39	(10%)	(89)	(58)	(31)	53%	(243)	(192)	(51)	27%
PECLD	(142)	(116)	(26)	22%	(447)	(414)	(33)	8%	(1)	(1)	-	0%	(2)	(1)	(1)	100%	-	-	-	-	-	-	-	-
(+) Eq. Patrimonial / Operações Corporativas	374	43	331	770%	434	46	388	843%	(29)	(18)	(11)	61%	479	10	469	4690%	-	6	(6)	(100%)	-	6	(6)	(100%)
EBITDA	3,347	3,060	287	9%	10,203	9,550	653	7%	328	394	(66)	(17%)	1,294	991	303	31%	(99)	(66)	(33)	50%	(270)	(225)	(45)	20%
Depreciação	(646)	(583)	(63)	11%	(1,876)	(1,716)	(160)	9%	(88)	(88)	-	0%	(260)	(322)	62	(19%)	(36)	(58)	22	(38%)	(114)	(175)	61	(35%)
Resultado Financeiro	(1,438)	(1,484)	46	(3%)	(4,775)	(4,288)	(487)	11%	4	(7)	11	N/A	(45)	(93)	48	(52%)	21	(21)	42	N/A	(50)	(67)	17	(25%)
IR CS	(164)	(174)	10	(6%)	(611)	22	(633)	N/A	(42)	(50)	8	(16%)	(111)	(123)	12	(10%)	-	7	(7)	(100%)	2	22	(20)	(91%)
Eliminações (Part. Minoritária)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(10)	(6)	(4)	67%	(26)	(20)	(6)	30%
LUCRO LÍQUIDO	1,099	819	280	34%	2,941	3,568	(627)	(18%)	202	249	(47)	(19%)	878	453	425	94%	(124)	(144)	20	(14%)	(458)	(465)	7	(2%)

ANEXO II – Balanço Patrimonial por Negócio

(data base 30/09/2026):

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	12.182	1.111	13.293	1.155	178	109	181	1.623	2.853	17.769
Contas a receber de clientes e outros	10.618	237	10.855	121	-	22	191	334	-	11.189
Títulos e valores mobiliários	835	39	874	7	-	-	-	7	-	881
Instrumentos financeiros derivativos	67	-	67	-	-	-	-	-	-	67
Ativo financeiro setorial (Parcela A e outros)	940	-	940	-	-	-	-	-	-	940
Concessão do serviço público (ativo contratual)	-	2.349	2.349	-	-	-	-	-	-	2.349
Outros ativos circulantes	3.617	295	3.912	70	23	47	34	174	241	4.327
TOTAL DO CIRCULANTE	28.259	4.031	32.290	1.353	201	178	406	2.138	3.094	37.522
NÃO CIRCULANTE										
Contas a receber de clientes e outros	381	-	381	-	-	-	12	12	-	393
Títulos e valores mobiliários	100	13	113	582	-	-	2	584	100	797
Instrumentos financeiros derivativos	164	-	164	6	-	-	-	6	29	199
Ativo financeiro setorial (Parcela A e outros)	28	-	28	-	-	-	-	-	-	28
Concessão do serviço público (ativo financeiro)	2.279	-	2.279	-	-	-	-	-	-	2.279
Concessão do serviço público (ativo contratual)	6.629	24.421	31.050	-	-	-	-	-	-	31.050
Investimentos em controladas, coligadas e joint ventures	-	-	-	-	718	-	8	726	-	726
Direito de uso	180	6	186	41	1	-	2	44	2	232
Imobilizado	-	46	46	7.383	1.016	882	13	9.294	66	9.406
Intangível	50.054	110	50.164	112	652	1	47	812	1	50.977
Outros ativos não circulantes	4.779	934	5.713	401	20	143	62	626	337	6.676
TOTAL DO NÃO CIRCULANTE	64.594	25.530	90.124	8.525	2.407	1.026	146	12.104	535	102.763
ATIVO TOTAL	92.853	29.561	122.414	9.878	2.608	1.204	552	14.242	3.629	140.285
PASSIVO CIRCULANTE										
Fornecedores, contas a pagar a empreiteiros e contratos de convênio	4.182	115	4.297	97	12	17	67	193	150	4.640
Empréstimos e financiamentos	5.660	1.183	6.843	257	1	-	-	258	856	7.957
Instrumentos financeiros derivativos	305	124	429	-	-	3	7	10	119	558
Passivo financeiro setorial (Parcela A e outros)	354	-	354	-	-	-	-	-	-	354
Outros passivos circulantes	5.525	980	6.505	742	44	9	192	987	88	7.404
TOTAL DO CIRCULANTE	16.026	2.402	18.428	1.096	57	29	266	1.448	1.037	20.913
NÃO CIRCULANTE										
Fornecedores, contas a pagar a empreiteiros e contratos de convênio	245	-	245	-	-	-	-	-	-	245
Empréstimos e financiamentos	38.209	8.053	46.262	2.829	150	-	-	2.979	12.995	62.236
Instrumentos financeiros derivativos	685	5	690	-	-	-	2	2	497	1.189
Passivo financeiro setorial (Parcela A e outros)	1.379	-	1.379	-	-	-	-	-	-	1.379
Outros passivos não circulantes	15.450	5.129	20.579	291	229	50	64	634	9.428	11.785
TOTAL DO NÃO CIRCULANTE	55.968	13.187	69.155	3.120	379	50	66	3.615	4.064	76.834
TOTAL DO PASSIVO	71.994	15.589	87.583	4.216	436	79	332	5.063	5.101	97.747
PATRIMÔNIO LÍQUIDO										
Atribuído aos acionistas controladores	20.763	7.700	28.463	5.640	1.909	1.125	220	8.894	(1.211)	36.146
Atribuído aos acionistas não controladores	96	6.271	6.367	22	263	-	-	285	(260)	6.392
PATRIMÔNIO LÍQUIDO TOTAL	20.859	13.971	34.830	5.662	2.172	1.125	220	9.179	(1.471)	42.538
TOTAL DO PASSIVO E DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO	92.853	29.560	122.413	9.878	2.608	1.204	552	14.242	3.630	140.285
DÍVIDA										
Dívida Bruta										
ATIVO										
CIRCULANTE										
Caixa e equivalentes de caixa	12.182	1.111	13.293	1.155	178	109	181	1.623	2.853	17.769
Títulos e valores mobiliários	835	39	874	7	-	-	-	7	-	881
Instrumentos financeiros derivativos	67	-	67	-	-	-	-	-	-	67
NÃO CIRCULANTE										
Títulos e valores mobiliários	100	13	113	582	-	-	2	584	100	797
Instrumentos financeiros derivativos	164	-	164	6	-	-	-	6	29	199
PASSIVO										
CIRCULANTE										
Empréstimos e financiamentos	5.660	1.183	6.843	257	1	-	-	258	856	7.957
Instrumentos financeiros derivativos	305	124	429	-	-	3	7	10	119	558
NÃO CIRCULANTE										
Empréstimos e financiamentos	38.209	8.053	46.262	2.829	150	-	-	2.979	12.995	62.236
Instrumentos financeiros derivativos	685	5	690	-	-	-	2	2	497	1.189
Dívida Bruta Total	44.628	9.365	53.993	3.080	151	3	9	3.243	14.438	71.674
Dívida Líquida Total	31.511	8.202	39.713	1.336	(27)	(106)	(174)	1.029	11.485	52.227

ANEXO III – Fluxo de Caixa Consolidado

(data base 30/09/2026):

FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES OPERACIONAIS - R\$ Milhões	9M26	9M25
Lucro Líquido do Período/Exercício	3.387	3.576
Ajustado por:		
Depreciação e amortização	2.300	2.259
Baixa de ativos não circulantes	157	116
Equivalência Patrimonial	(53)	1
Ajuste a valor justo/valor recuperável - <i>Impairment</i>	(860)	(63)
Tributos sobre o lucro	720	79
Resultado financeiro, líquido	4.870	4.448
Valor de reposição estimado da concessão	(1.022)	(1.382)
Alterações no capital de giro:		
Contas a receber de clientes e outros	(340)	(203)
Concessão do serviço público (Ativo contratual - Transmissão)	(713)	(3.649)
Fornecedores, contas a pagar de empreiteiros e contratos de convênio	(249)	17
Salários, benefícios a empregados e encargos a pagar, líquidos	(148)	(160)
Ativos e passivos financeiros setoriais, líquidos (Parcela A e outros)	(357)	(979)
Outros tributos a recuperar (recolher) e encargos setoriais, líquidos	(362)	93
Provisões, líquidas dos depósitos judiciais	28	(184)
Outros ativos e passivos, líquidos	(826)	(33)
Caixa gerado nas operações	6.532	3.936
Dividendos e juros sobre o capital próprio recebidos	85	85
Encargos de dívidas pagos	(3.171)	(2.546)
Instrumentos derivativos pagos, líquidos	(806)	(859)
Rendimento de aplicação financeira	815	657
Pagamento de juros – Arrendamentos	(30)	(24)
Tributos sobre o lucro pagos	(211)	(271)
Caixa gerado pelas atividades operacionais	3.214	978
Fluxo de caixa das atividades de investimentos		
Alienação Controlada - Geração Céu Azul S.A.	-	1.050
Alienação de participação acionária - Neoenergia Itabapoana (nota 15.3)	-	115
Caixa adquirido na combinação de negócios (nota 15.4)	155	-
Alienação Controlada – Energética Águas da Pedra S.A.	2.077	-
Contraprestação transferida para aquisição de controle (nota 15.4)	(49)	-
Aquisição de imobilizado e intangível	(162)	(182)
Aumento de capital em investidas	(5)	(3)
Concessão serviço público (Ativo contratual – Distribuição)	(6.121)	(5.087)
Aplicação de títulos e valores mobiliários	(2.601)	(1.024)
Resgate de títulos e valores mobiliários	2.183	938
Caixa consumido nas atividades de investimentos	(4.523)	(4.193)
Fluxo de caixa das atividades de financiamentos		
Captação de empréstimos e financiamentos	17.532	6.915
Pagamento dos custos de captação	(185)	(235)
Pagamento de principal dos empréstimos e financiamentos	(7.555)	(6.039)
Depósitos em garantias	(130)	(36)
Obrigações vinculadas as concessões	335	203
Pagamento de principal – Arrendamentos	(60)	(56)
Instrumentos derivativos recebidos (pagos), líquidos	(58)	760
Remuneração paga aos acionistas controladores	(984)	-
Remuneração paga aos acionistas não controladores	(1)	(2)
Aumento de capital	701	-
Alienação de participação societária em controladas	1.731	23
Recompra de ações em tesouraria	(701)	(5)
Caixa gerado nas atividades de financiamentos	10.625	1.528
Aumento (redução) de caixa e equivalentes de caixa no período	9.316	(1.687)
Caixa e equivalentes de caixa no início do período	8.453	7.730
Caixa e equivalentes de caixa no final do período	17.769	6.043



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 nas 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) 3Q26	3Q26	3Q25	Δ %	9M26	9M25	Δ %
Gross Margin	4,525	4,556	(1%)	14,168	13,913	2%
Operating Expenses	(1,151)	(1,082)	6%	(3,405)	(3,244)	5%
EBITDA	3,576	3,388	6%	11,227	10,316	9%
Financial Income (Loss)	(1,413)	(1,512)	(7%)	(4,870)	(4,448)	9%
Profit assigned to controlling shareholders	1,177	924	27%	3,361	3,556	(5%)
Financial Asset (Concession)	7	276	(97%)	1,022	1,382	(26%)
IFRS 15 + Corporate Operations	419	308	36%	1,303	754	73%
Cash EBITDA	3,150	2,804	12%	8,902	8,180	9%

OPERATING INDICATORS						
Total Injected Energy (GWh) (SIN + Isolated Systems + DG)	22,857	21,372	6.9%	68,882	66,326	3.9%
Total Distributed Energy (captive + free market + DG)	19,623	18,508	6.0%	59,000	57,270	3.0%
Number of Customers (thousand)	17,248	16,917	2.0%			

Financial Debt Indicators	3Q26	2025	Variation
Net Debt ¹ /EBITDA ²	3.44	3.41	0.03
Corporate Rating (S&P)	AAA	AAA	-

¹ Net Debt of cash and cash equivalents, short-term investments and securities.

² EBITDA 12 months

Financial and Operating Results:

- 6.9% growth in injected energy (including distributed generation) in the 3Q26 vs. 3Q25, and 3.9% in 9M26 vs. 9M25;
- Controlled operating expenses: +6% in the 3Q26 vs. 3Q25 and +5% in 9M26 vs. 9M25;
- EBITDA: growth of +6% for the quarter and +9% year-to-date;
- Cash EBITDA: R\$ 3.2 billion in the 3Q26 (+12% vs. 3Q25) and R\$ 8.9 billion in 9M26 (+9% vs. 9M25);
- Net Income: R\$ 1.2 billion in the 3Q26 (+27% vs. 3Q25) and R\$ 3.4 billion in 9M26 (-5% vs. 9M25);
- CAPEX of R\$ 6.2 billion in 9M26, with R\$ 5.7 billion allocated to distribution resulting in a Regulatory Asset Base (RAB) of R\$ 48.2 billion;
- Net Debt/EBITDA ratio of 3.44x in the 3Q26, vs. 3.41x in the 4Q25;
- Closing of the transmission asset transaction with GLC, with a R\$1.7 billion cash inflow;
- Tariff adjustment for Neoenergia Elektro with a +2.36% variation in Parcel B effective August 27, 2026;
- Tariff review for Neoenergia Brasília with an average consumer impact of 1.92%, recognition of BRR of R\$ 2.2 billion and Parcel B of R\$ 820 million (+14.4% vs. the figure observed over the last 12 months).

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	24
3.	EBITDA	26
4.	FINANCIAL RESULT	27
5.	INVESTMENTS	27
5.1.	Networks	28
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	31
8.	ESG	31
9.	OTHER MATTERS	33
9.1.	Low-Income Customers	33
9.2.	Neoenergia Elektro Adjustment	33
9.3.	Closing of Transmission Assets Transaction	34
9.4.	Neoenergia Brasília Tariff Review	34
10.	RECONCILIATION NOTE	35
	ANNEX I – Management DREs by Business	36
	ANNEX II – Balance Sheet by Business	37
	ANNEX III – Consolidated Cash Flow	38

1. OPERATING PERFORMANCE

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

1.1. Networks

1.1.1. Distributors

1.1.1.1. Number of Consumers

The Neoenergia distributors ended the 3Q26 with 17.2 million active consumers (+2.0% vs. 3Q25), as displayed in the table below:

Number of Customers (thousand)	3Q26						3Q25						VARIATION					
	Consolidado	 Neoenergia Cobelt	 Neoenergia Pernambuco	 Neoenergia Ceara	 Neoenergia Eletro	 Neoenergia Brasília	Consolidado	 Neoenergia Cobelt	 Neoenergia Pernambuco	 Neoenergia Ceara	 Neoenergia Eletro	 Neoenergia Brasília	Consolidado	 Neoenergia Cobelt	 Neoenergia Pernambuco	 Neoenergia Ceara	 Neoenergia Eletro	 Neoenergia Brasília
Residential	15,447	6,327	3,883	1,469	2,664	1,104	15,118	6,179	3,804	1,439	2,627	1,069	330	148	80	30	38	35
Industrial	39	10	6	2	20	1	38	10	6	2	19	1	1	(0)	0	0	1	(0)
Commercial	1,124	445	228	116	213	122	1,116	442	227	114	212	120	8	2	0	1	1	2
Rural	458	168	110	45	125	10	469	173	115	46	126	10	(11)	(5)	(4)	(1)	(1)	0
Other	180	73	35	30	35	6	177	72	35	30	34	6	3	1	0	1	1	0
Total	17,248	7,023	4,262	1,661	3,058	1,244	16,917	6,876	4,186	1,630	3,018	1,207	330	147	76	31	40	37

1.1.1.2. Market Evolution

Distributed energy (captive + free + DG) reached 19,623 GWh in the 3Q26 (+6.0% vs. 3Q25) and 59,000 GWh in 9M26 (+3.0% vs. 9M25), due to higher temperatures in the quarter and the increase of customer base.

Below are the figures of distributed energy by distributor, client type, and market:

Results as of September 30, 2026
Disclosed on October 20, 2026



Distributed Energy (GWh)	Neoenergia Coelba			Neoenergia Pernambuco			Neoenergia Cosern			Neoenergia Elektro			Neoenergia Brasilia			CONSOLIDADO		
	3Q26	3Q25	%	3Q26	3Q25	%	3Q26	3Q25	%	3Q26	3Q25	%	3Q26	3Q25	%	3Q26	3Q25	%
Residential	1,960	1,859	5.4%	1,410	1,341	5.2%	567	560	1.2%	1,290	1,251	3.1%	679	638	6.4%	5,905	5,649	4.5%
Industrial	44	67	(34.2%)	34	44	(21.5%)	14	21	(32.0%)	81	93	(12.4%)	4	5	(16.2%)	178	229	(22.4%)
Commercial	435	474	(8.2%)	277	307	(9.8%)	124	136	(8.8%)	324	346	(6.4%)	262	270	(2.9%)	1,422	1,533	(7.2%)
Rural	922	728	26.7%	107	108	(0.2%)	73	87	(16.4%)	158	188	(15.6%)	32	36	(11.3%)	1,293	1,146	12.8%
Other	569	558	2.0%	326	326	0.1%	151	155	(2.5%)	234	252	(7.1%)	197	211	(6.5%)	1,478	1,502	(1.6%)
Captive Market	3,930	3,686	6.6%	2,155	2,125	1.4%	929	959	(3.1%)	2,088	2,130	(2.0%)	1,174	1,159	1.3%	10,276	10,059	2.2%
Industrial	1,284	1,234	4.0%	740	736	0.6%	359	330	9.1%	2,027	1,978	2.5%	156	155	0.4%	4,567	4,433	3.0%
Commercial	451	402	12.2%	425	375	13.1%	126	111	13.7%	369	319	15.7%	262	226	16.2%	1,634	1,433	14.0%
Rural	32	17	95.2%	21	17	24.4%	13	11	15.2%	77	64	19.9%	2	1	48.7%	145	110	31.8%
Other	236	214	10.2%	136	130	5.0%	51	46	11.0%	221	199	11.0%	60	51	17.0%	705	641	10.0%
Supply	0	0	-	63	59	7.1%	0	0	-	0	0	-	69	47	48.3%	133	106	25.1%
Free Market + Supply	2,004	1,867	7.3%	1,386	1,317	5.2%	550	498	10.4%	2,694	2,561	5.2%	549	480	14.4%	7,183	6,724	6.8%
Residential	435	289	50.4%	298	209	42.6%	197	150	31.3%	164	121	35.5%	53	44	22.0%	1,147	813	41.1%
Industrial	18	18	0.4%	25	24	2.3%	8	7	4.4%	17	16	10.4%	2	2	(18.6%)	69	67	3.1%
Commercial	266	209	27.2%	181	169	7.3%	101	91	11.6%	134	113	18.9%	99	101	(1.0%)	781	681	14.6%
Rural	54	52	2.8%	24	21	11.9%	14	13	11.8%	44	46	(4.7%)	5	6	(18.5%)	141	138	1.6%
Other	5	7	(24.8%)	6	6	(4.7%)	5	3	56.6%	8	7	11.0%	2	2	(21.6%)	26	26	(0.1%)
DG Compensation Energy	778	575	35.2%	533	429	24.2%	324	263	23.1%	367	303	21.3%	162	155	4.2%	2,164	1,726	25.4%
Residential	2,395	2,149	11.5%	1,708	1,550	10.2%	763	710	7.6%	1,453	1,371	6.0%	732	682	7.4%	7,052	6,462	9.1%
Industrial	1,346	1,319	2.0%	800	804	(0.5%)	381	358	6.6%	2,125	2,087	1.8%	162	163	(0.3%)	4,814	4,729	1.8%
Commercial	1,152	1,084	6.2%	882	851	3.7%	352	338	4.0%	827	778	6.3%	624	596	4.6%	3,837	3,647	5.2%
Rural	1,009	797	26.6%	152	146	4.4%	100	111	(10.1%)	279	298	(6.3%)	39	43	(10.3%)	1,579	1,395	13.2%
Other	811	780	4.0%	468	462	1.4%	207	204	1.5%	463	459	1.1%	259	265	(2.1%)	2,209	2,169	1.9%
Supply	0	0	-	63	59	7.1%	0	0	-	0	0	-	69	47	48.3%	133	106	25.1%
Total Distributed Energy (captive + free market + DG)	6,712	6,128	9.5%	4,074	3,871	5.2%	1,804	1,721	4.8%	5,149	4,993	3.1%	1,885	1,795	5.0%	19,623	18,508	6.0%
Distributed Energy (GWh)	Neoenergia Coelba			Neoenergia Pernambuco			Neoenergia Cosern			Neoenergia Elektro			Neoenergia Brasilia			CONSOLIDADO		
	9M26	9M25	%	9M26	9M25	%	9M26	9M25	%	9M26	9M25	%	9M26	9M25	%	9M26	9M25	%
Residential	6,105	6,011	1.6%	4,438	4,389	1.1%	1,774	1,803	(1.6%)	4,199	4,141	1.4%	1,967	1,919	2.5%	18,482	18,263	1.2%
Industrial	142	192	(25.9%)	110	143	(23.3%)	45	64	(30.3%)	248	310	(19.9%)	12	11	5.4%	556	720	(22.7%)
Commercial	1,433	1,633	(12.2%)	900	1,003	(10.3%)	395	445	(11.3%)	1,104	1,225	(9.8%)	761	837	(9.1%)	4,594	5,144	(10.7%)
Rural	2,095	1,966	6.6%	323	336	(3.8%)	225	251	(10.5%)	501	569	(12.0%)	75	86	(12.4%)	3,219	3,208	0.3%
Other	1,725	1,726	(0.0%)	995	1,021	(2.6%)	452	468	(3.4%)	757	836	(9.3%)	590	711	(17.1%)	4,520	4,762	(5.1%)
Captive Market	11,500	11,527	(0.2%)	6,765	6,892	(1.8%)	2,891	3,032	(4.6%)	6,810	7,081	(3.8%)	3,404	3,565	(4.5%)	31,371	32,097	(2.3%)
Industrial	3,778	3,629	4.1%	2,167	2,158	0.4%	1,022	954	7.2%	5,887	5,816	1.2%	440	428	2.6%	13,294	12,986	2.4%
Commercial	1,401	1,271	10.2%	1,291	1,160	11.3%	378	337	12.3%	1,198	1,082	10.7%	780	671	16.2%	5,048	4,521	11.7%
Rural	72	52	38.2%	57	48	19.0%	39	32	20.2%	233	189	23.7%	6	4	48.1%	409	326	25.3%
Other	712	670	6.3%	410	391	5.0%	150	136	10.7%	633	572	10.7%	174	160	9.1%	2,080	1,928	7.9%
Supply	0	0	0.2%	194	189	2.8%	1	1	(0.7%)	0	0	-	111	100	10.9%	307	291	5.6%
Free Market + Supply	5,964	5,623	6.1%	4,119	3,946	4.4%	1,591	1,460	9.0%	7,951	7,658	3.8%	1,511	1,364	10.8%	21,137	20,051	5.4%
Residential	1,284	916	40.3%	883	632	39.8%	586	442	32.4%	521	392	32.9%	149	119	25.0%	3,423	2,501	36.9%
Industrial	53	53	0.8%	74	73	2.0%	24	22	8.3%	54	48	12.8%	6	7	(16.7%)	211	202	4.3%
Commercial	791	617	28.2%	550	478	14.9%	313	264	18.7%	413	346	19.3%	271	272	(0.3%)	2,338	1,977	18.2%
Rural	178	140	26.5%	69	61	13.9%	38	33	18.1%	139	124	12.1%	14	16	(11.8%)	438	374	17.3%
Other	18	14	30.0%	19	16	23.9%	14	8	73.0%	24	22	9.4%	5	8	(32.0%)	81	67	20.2%
DG Compensation Energy	2,324	1,740	33.6%	1,595	1,259	26.7%	976	769	26.8%	1,151	932	23.5%	445	422	5.5%	6,492	5,122	26.7%
Residential	7,389	6,927	6.7%	5,321	5,020	6.0%	2,360	2,245	5.1%	4,720	4,533	4.1%	2,116	2,039	3.8%	21,905	20,764	5.5%
Industrial	3,973	3,874	2.6%	2,350	2,374	(1.0%)	1,091	1,040	4.9%	6,190	6,174	0.3%	457	446	2.4%	14,061	13,908	1.1%
Commercial	3,625	3,520	3.0%	2,741	2,642	3.7%	1,087	1,046	3.9%	2,715	2,653	2.4%	1,812	1,781	1.8%	11,980	11,642	2.9%
Rural	2,346	2,159	8.7%	450	445	1.1%	302	317	(4.4%)	873	882	(1.0%)	96	106	(9.8%)	4,066	3,908	4.1%
Other	2,456	2,410	1.9%	1,425	1,428	(0.2%)	617	612	0.8%	1,414	1,429	(1.0%)	769	879	(12.5%)	6,681	6,758	(1.1%)
Supply	0	0	-	194	189	2.8%	1	1	-	0	0	-	111	100	10.9%	307	291	5.6%
Total Distributed Energy (captive + free market + DG)	19,788	18,890	4.8%	12,480	12,097	3.2%	5,458	5,261	3.7%	15,912	15,670	1.5%	5,361	5,351	0.2%	59,000	57,270	3.0%

NOTE: The 2026 distributed generation (DG) balancing energy data are estimates, as the calculation date falls after the publication period of this report. The 2025 data have been adjusted to reflect the final calculation.

Total residential consumption amounted to 7,052 GWh in the 3Q26 (+9.1% vs. 3Q25) and 21,905 GWh in 9M26 (+5.5% vs. 9M25), showing an increase across all five distributors due to higher temperatures during the quarter and growth in the customer base.

Industrial sector consumption grew by 1.8% vs. the 3Q25, notably driven by growth at Neoenergia Cosern (+6.6%) and Neoenergia Coelba (+2.0%). Year-to-date growth was 1.1% vs. 9M25, with increases at Neoenergia Cosern (+4.9%), Neoenergia Coelba (+2.6%), Neoenergia Brasília (+2.4%), and Neoenergia Elektro (+0.3%), partially offset by a reduction at Neoenergia Pernambuco (-1.0%).

The commercial class totaled 3,837 GWh in the 3Q26 (+5.2% vs. 3Q25) and 11,980 GWh in 9M26 (+2.9% vs. 9M25), also influenced by higher temperatures during the quarter.

The rural class ended the quarter with a consumption of 1,579 GWh (+13.2% vs. 3Q25) and 4,066 GWh in 9M26 (+4.1% vs. 9M25), driven by higher demand for irrigation.

The other sectors (public services, public administration, streetlights, and own use) totaled 2,209 GWh in consumption (+1.9% vs. the 3Q25) and 6,681 GWh in 9M26 (-1.1% vs. 9M25).

1.1.1.3. Energy Balance

Total injected energy, including DG, amounted to 22,857 GWh in the 3Q26 (+6.9% vs. 3Q25) and 68,882 GWh in 9M26 (+3.9% vs. 9M25).

ENERGY BALANCE (GWh)	3Q26	3Q25	3Q26 x 3Q25		9M26	9M25	9M26 x 9M25	
			Dif	%			Dif	%
CONSOLIDATED								
Captive Market	10,276	10,059	217	2.2%	31,371	32,097	(726)	(2.3%)
Free Market + Supply	7,183	6,724	460	6.8%	21,137	20,051	1,086	5.4%
Distributed Energy (A)	17,459	16,782	677	4.0%	52,508	52,147	361	0.7%
Lost Energy (B)	2,495	2,245	250	11.1%	7,988	7,771	216	2.8%
Non-billed (C)	76	(11)	87	N/A	47	(177)	224	N/A
SIN + Isolated Systems (D) = (A) + (B) + (C)	20,030	19,016	1,014	5.3%	60,543	59,743	800	1.3%
DG Injected Energy (E)	2,827	2,357	470	20.0%	8,339	6,583	1,756	26.7%
TOTAL INJECTED ENERGY (F) = (D) + (E)	22,857	21,372	1,484	6.9%	68,882	66,326	2,557	3.9%

ENERGY BALANCE (GWh)	3Q26	3Q25	3Q26 x 3Q25		9M26	9M25	9M26 x 9M25	
			Dif	%			Dif	%
 Neoenergia Coelba								
Captive Market	3,930	3,686	245	6.6%	11,500	11,527	(27)	(0.2%)
Free Market + Supply	2,004	1,867	137	7.3%	5,964	5,623	341	6.1%
Distributed Energy (A)	5,934	5,553	381	6.9%	17,464	17,150	314	1.8%
Lost Energy (B)	999	931	69	7.4%	3,269	3,202	66	2.1%
Non-billed (C)	(9)	(48)	39	(81.8%)	105	(25)	130	N/A
SIN + Isolated Systems (D) = (A) + (B) + (C)	6,925	6,436	489	7.6%	20,838	20,327	510	2.5%
DG Injected Energy (E)	1,043	817	225	27.6%	3,062	2,268	794	35.0%
TOTAL INJECTED ENERGY (F) = (D) + (E)	7,967	7,253	714	9.9%	23,900	22,595	1,304	5.8%

 Pernambuco								
Captive Market	2,155	2,125	30	1.4%	6,765	6,892	(127)	(1.8%)
Free Market + Supply	1,386	1,317	69	5.2%	4,119	3,946	173	4.4%
Distributed Energy (A)	3,540	3,442	99	2.9%	10,885	10,838	46	0.4%
Lost Energy (B)	782	739	43	5.9%	2,533	2,496	37	1.5%
Non-billed (C)	(14)	(91)	77	(84.6%)	(46)	(127)	81	(64%)
SIN + Isolated Systems (D) = (A) + (B) + (C)	4,309	4,089	219	5.4%	13,372	13,207	164	1.2%
DG Injected Energy (E)	667	533	133	25.0%	1,979	1,560	418	26.8%
TOTAL INJECTED ENERGY (F) = (D) + (E)	4,975	4,622	353	7.6%	15,350	14,767	583	3.9%

 Cosern								
Captive Market	929	959	(30)	(3.1%)	2,891	3,032	(141)	(4.6%)
Free Market + Supply	550	498	52	10.4%	1,591	1,460	131	9.0%
Distributed Energy (A)	1,479	1,458	22	1.5%	4,483	4,492	(9)	(0.2%)
Lost Energy (B)	114	118	(4)	(3.2%)	350	373	(23)	(6.3%)
Non-billed (C)	19	(23)	43	N/A	(16)	(52)	36	(68%)
SIN + Isolated Systems (D) = (A) + (B) + (C)	1,613	1,552	61	3.9%	4,816	4,813	3	0.1%
DG Injected Energy (E)	438	352	86	24.5%	1,298	962	336	34.9%
TOTAL INJECTED ENERGY (F) = (D) + (E)	2,051	1,904	147	7.7%	6,114	5,775	339	5.9%

ENERGY BALANCE (GWh)	3Q26	3Q25	3Q26 x 3Q25		9M26	9M25	9M26 x 9M25	
			Dif	%			Dif	%
								
Captive Market	2,088	2,130	(42)	(2.0%)	6,810	7,081	(271)	(3.8%)
Free Market + Supply	2,694	2,561	133	5.2%	7,951	7,658	293	3.8%
Distributed Energy (A)	4,782	4,690	92	2.0%	14,761	14,739	23	0.2%
Lost Energy (B)	326	238	87	36.7%	1,059	1,011	48	4.8%
Non-billed (C)	70	117	(47)	(39.9%)	(43)	(15)	(28)	186%
SIN + Isolated Systems (D) = (A) + (B) + (C)	5,178	5,045	132	2.6%	15,778	15,734	43	0.3%
DG Injected Energy (E)	488	440	47	10.8%	1,488	1,239	249	20.1%
TOTAL INJECTED ENERGY (F) = (D) + (E)	5,665	5,486	180	3.3%	17,266	16,974	292	1.7%
								
Captive Market	1,174	1,159	15	1.3%	3,404	3,565	(160)	(4.5%)
Free Market + Supply	549	480	69	14.4%	1,511	1,364	147	10.8%
Distributed Energy (A)	1,723	1,640	84	5.1%	4,916	4,929	(13)	(0.3%)
Lost Energy (B)	273	219	54	24.8%	777	689	87	12.7%
Non-billed (C)	9	34	(25)	(73.9%)	48	42	6	13%
SIN + Isolated Systems (D) = (A) + (B) + (C)	2,006	1,893	113	6.0%	5,740	5,660	80	1.4%
DG Injected Energy (E)	192	214	(22)	(10.4%)	512	553	(41)	(7.4%)
TOTAL INJECTED ENERGY (F) = (D) + (E)	2,198	2,107	90	4.3%	6,252	6,214	39	0.6%

NOTE: Distributed Energy figures do not include distributed generation (DG) balancing energy. The 2026 data for energy injected via DG are estimates, as the final calculation occurs after the publication date of this report. The 2025 data have been adjusted to reflect the final figures.

1.1.1.4. Losses

Energy losses are monitored by using a percentage index that calculates the ratio between injected energy and billed energy, accumulated over a 12-month period. Based on this methodology, we show below the indicator's evolution and a comparison with the tariff coverage.

DISCOS	Losses 12 months (%)															
	Technical Loss					Non-Technical Loss					Total Losses					
	3Q25	4Q25	1Q26	2Q26	3Q26	3Q25	4Q25	1Q26	2Q26	3Q26	3Q25	4Q25	1Q26	2Q26	3Q26	Aneel 26
 Neoenergia Coelba	10.87%	10.87%	10.85%	10.83%	10.80%	4.98%	4.61%	4.35%	4.98%	5.10%	15.85%	15.48%	15.21%	15.80%	15.90%	16.86%
 Neoenergia Pernambuco	9.46%	9.59%	9.62%	9.71%	9.74%	8.91%	8.67%	8.92%	8.65%	9.06%	18.37%	18.26%	18.54%	18.36%	18.80%	17.72%
 Neoenergia Cosern	8.54%	8.85%	9.07%	9.08%	9.00%	(1.07%)	(1.77%)	(1.93%)	(2.44%)	(1.70%)	7.48%	7.08%	7.14%	6.64%	7.30%	11.42%
 Neoenergia Elektro	5.99%	6.05%	6.06%	6.20%	6.12%	0.30%	0.36%	(0.22%)	0.07%	0.31%	6.29%	6.41%	5.84%	6.27%	6.43%	8.38%
 Neoenergia Brasilia	8.41%	8.40%	8.36%	8.38%	8.35%	4.02%	4.38%	4.36%	5.30%	5.50%	12.44%	12.77%	12.72%	13.68%	13.85%	12.21%

DISCOS	Total Losses 12 months (GWh)															
	Technical Loss					Non-Technical Loss					Total Losses					
	3Q25	4Q25	1Q26	2Q26	3Q26	3Q25	4Q25	1Q26	2Q26	3Q26	3Q25	4Q25	1Q26	2Q26	3Q26	Aneel 26
 Neoenergia Coelba	2,968	2,962	2,941	2,952	2,997	1,352	1,246	1,180	1,358	1,415	4,320	4,208	4,122	4,309	4,413	5,095
 Neoenergia Pernambuco	1,691	1,705	1,716	1,723	1,749	1,609	1,562	1,591	1,535	1,627	3,300	3,267	3,307	3,257	3,376	3,351
 Neoenergia Cosern	557	574	588	583	584	(57)	(109)	(125)	(157)	(110)	500	465	463	426	474	891
 Neoenergia Elektro	1,264	1,271	1,260	1,298	1,289	71	82	(45)	15	65	1,335	1,353	1,215	1,313	1,355	2,015
 Neoenergia Brasilia	640	643	636	638	645	306	332	331	404	425	946	975	967	1,042	1,071	979

NOTES: (1) Due to the fact that the period for calculating the September 2026 loss indicator falls after the date of disclosure of this report, data presented are estimates. The 2025 indicators were adjusted for the final calculation. (2) Regulatory Limit: 12 months

Neoenergia Coelba reported total 12-month losses of 15.90% in the 3Q26, below its regulatory limit of 16.86%.

At Neoenergia Pernambuco, the indicator ended the 3Q26 at 18.80%, above its regulatory threshold of 17.72%.

Meanwhile, Neoenergia Cosern ended the 3Q26 at 7.30%, remaining below its regulatory limit of 11.42%.

The same applied to Neoenergia Elektro, which ended the period at 6.43%, also below the regulatory limit of 8.38%.

Finally, Neoenergia Brasilia recorded total 12-month losses of 13.85% in the 3Q26, above the regulatory limit of 12.21%.

During 9M26, the following loss-reduction measures were implemented across the five distribution companies:

- Conducting over 164 thousand inspections, recovering more than 168 GWh;
- Replacing over 233,000 obsolete meters with more modern equipment;
- Regularizing the status of over 146,000 illegal connections; and
- Surveying and inspecting streetlights, recovering more than 22 GWh.

1.1.1.5. Collection and Delinquency

The collection rate reflects customers' ability to pay and the effectiveness of the Company's collection actions. Below is the year-to-date result of the past 12 months of collection, and a comparison with previous years:



The consolidated collection rate in the 3Q26 remains high, reaching 97.52%.

PECLD / GROSS REVENUE		3Q25	4Q25	1Q26	2Q26	3Q26	Regulatory Limit 3Q26	9M26	9M26 Regulatory Limit
	Gross Revenue	3,828	4,248	4,042	4,268	4,147	4,147	12,458	12,458
	PECLD	42	60	51	46	39	54	136	161
	Delinquency	1.10%	1.41%	1.25%	1.08%	0.95%	1.31%	1.09%	1.29%
	Gross Revenue	2,203	2,556	2,461	2,378	2,373	2,373	7,213	7,213
	PECLD	50	50	62	55	56	36	173	111
	Delinquency	2.27%	1.97%	2.50%	2.33%	2.36%	1.52%	2.40%	1.54%
	Gross Revenue	1,023	1,249	1,334	749	1,071	1,071	3,154	3,154
	PECLD	4	5	8	8	9	5	25	16
	Delinquency	0.38%	0.38%	0.60%	1.07%	0.84%	0.50%	0.79%	0.52%
	Gross Revenue	2,836	3,271	3,283	2,998	3,044	3,044	9,325	9,325
	PECLD	16	28	23	15	23	19	61	58
	Delinquency	0.57%	0.86%	0.71%	0.51%	0.75%	0.63%	0.66%	0.63%
	Gross Revenue	1,314	1,447	1,337	1,275	1,416	1,416	4,028	4,028
	PECLD	14	13	13	12	18	8	43	24
	Delinquency	1.04%	0.90%	0.99%	0.92%	1.27%	0.60%	1.07%	0.60%

NOTE: PECLD considers the amount accrued + restatement.

In the third quarter of 2026 (3Q26), several collection measures were implemented across the five distribution companies to reduce delinquency rates and, consequently, improve revenue collection. Key measures included:

- Carrying out 703,000 service disconnections by targeting georeferenced clusters—mapping the locations of customers with the highest delinquency rates to optimize operations;
- Reporting 3.8 million consumers to credit bureaus;
- Formally protesting over 438,000 debt instruments via public registries and issuing formal notices;
- Outsourcing 14.8 million collection actions to third-party collection agencies;
- Systematic initiatives targeting large customers and negotiations with public administration;
- Deploying new technologies to enable the payment of energy bills via debit or credit card;
- Conducting negotiations for 368,000 consumers via the digital platform;
- Notifying 66 million customers via WhatsApp;

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, which measure failures occurring in the distribution network.

Neoenergia's 5 distributors remain below the regulatory limits for DEC and FEC.

	DEC (hours)				FEC (times)			
	3Q26	3Q25	Δ %	Regulatory Limit	3Q26	3Q25	Δ %	Regulatory Limit
 Neoenergia Coelba	9.49	9.17	3%	11.47	3.90	3.68	6%	5.94
 Neoenergia Pernambuco	10.26	10.40	(1%)	11.37	4.20	4.32	(3%)	6.70
 Neoenergia Cosern	6.30	6.22	1%	9.39	2.68	2.94	(9%)	5.46
 Neoenergia Elektro	6.16	6.46	(5%)	7.30	3.38	3.56	(5%)	5.04
 Neoenergia Brasília	5.82	6.10	(5%)	6.12	3.71	4.18	(11%)	4.09

NOTE: 12-month indicator without supplier. Because the disclosure period for calculating quality indicators falls later than the publication date of this report, the data showed are estimates. The 2025 indicators were adjusted for the final calculation

1.1.2. Transmission lines

At the end of the 3Q26, our portfolio comprised 18 transmission assets as shown in the table below:

Auction	Lot	Asset	Neoenergia share	Location	Extension (Km)	Substation ²	RAP ³ (R\$ MN)
-	-	Afluentes T	100%	BA	483	3 substations	78
Auction Jun'08	E	Narandiba ¹	-	BA	-	1 substation	18
Auction Jun'11	G	Extremoz II ¹	51%	BA	-	-	6
Auction May'12	D	Brumado II ¹	-	RN	-	-	12
Auction Jan'13	G	Potiguar Sul	51%	RN/PB	190	-	38
Auction Apr'17	4	Dourados	51%	MS	583	1 substation	102
	20	Atibaia	51%	SP	-	-	21
	22	Biguaçu	51%	SC	-	-	21
	27	Sobral	51%	CE	-	-	19
Auction Dec'17	4	Jalapão	51%	BA/TO/PI/MA	728	-	194
	6	Santa Luzia	51%	CE/PB	346	1 substation	88
Auction Dec'18	1	Vale do Itajaí	51%	SC/PR	654	4 substations	291
	2	Guanabara	51%	RJ	647	2 substations	182
	3	Itabapoana	51%	RJ/MG/ES	445	-	104
	14	Lagoa dos Patos	100%	RS/SC	488	-	181
Auction Dec'19	9	Rio Formoso	51%	BA	202	1 substation	26
Auction Dec'20	2	Morro do Chapéu	51%	BA/MG/ES	1,039	1 substation	252
Auction Dec'21	4	Estreito	51%	MG	-	-	48
Auction Jun'22	11	Paraíso	51%	MS	281	1 substation	48
	2	Alto Paranaíba	51%	SP/MG	1,553	1 substation	453

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

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

² Own substations

³ Ratified RAP (2026-2027 cycle)

On September 30, 2026, with the closing of the transaction with GIC, Neoenergia acquired a 51% stake in the total share capital of Neoenergia Transmissão—and, consequently, control of the company—having previously shared control since

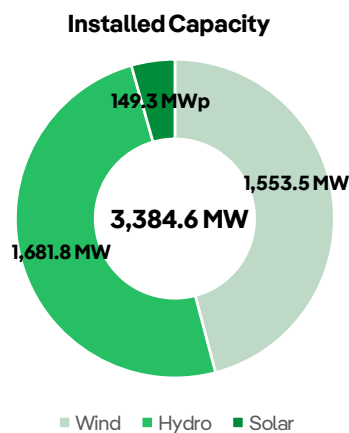
September 2023 with Unique Power and Warrington Investment Pte. Ltd. (a GIC investment vehicle). As part of the transaction, Neoenergia Transmissão acquired full ownership of the transmission companies Guanabara, Vale do Itajaí, Potiguar Sul, Morro do Chapéu, Estreito, Alto Paranaíba, and Neoenergia Paraíso.

Regarding Lot 14 from the December 2018 auction (Lagoa dos Patos), 64% of the Permitted Annual Revenue (RAP) has been released; the remainder, concerning Section 1, is currently the subject of legal proceedings.

1.2. Generation and Customers

1.2.1. Renewables

At the end of 3Q26, Neoenergia's installed renewable capacity stood at 3,384.6 MW¹:



¹Does not include the 25% indirect interest in the Dardanelos HPP (classified as a financial asset) or the installed modules of the Noronha Verde project (11.3 MW of solar capacity and 10.6 MW of battery storage).

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 (Solar Luzia Complex), with an installed capacity of 149 MWp:

Wind in Operation	Neoenergia Share	State	Location	Installed Capacity (MW)	Assured Energy (MW)	Concession Date	End of Concession
EOL Caetité 1	100%	BA	Caetité	30.0	13.0	10/29/2012	10/28/2042
EOL Caetité 2	100%	BA	Caetité	30.0	14.7	2/7/2011	2/6/2046
EOL Caetité 3	100%	BA	Caetité	30.0	11.2	2/24/2011	2/23/2046
EOL Calango 1	100%	RN	Bodó e Santana do Mato	30.0	13.9	4/28/2011	4/27/2046
EOL Calango 3	100%	RN	Bodó, Santana do Mato e Lagoa Nova	30.0	13.9	5/30/2011	5/29/2046
EOL Rio do Fogo (ENERBRASIL)	100%	RN	Rio do Fogo	49.3	17.9	12/19/2001	12/18/2031
EOL Arizona 1	100%	RN	Rio do Fogo	28.0	12.9	3/4/2011	3/3/2046
EOL Mel 2	100%	RN	Areia Branca	20.0	8.8	2/28/2011	2/27/2046
EOL Calango 6	100%	RN	Bodó e Cerro Corá	30.0	18.5	11/20/2014	11/19/2049
EOL Santana 1	100%	RN	Bodó, Lagoa Nova e Cerro Corá	30.0	17.3	11/14/2014	11/13/2049
EOL Santana 2	100%	RN	Bodó e Lagoa Nova	24.0	13.1	11/14/2014	11/13/2049
EOL Calango 2	100%	RN	Bodó	30.0	12.8	5/9/2011	5/8/2046
EOL Calango 4	100%	RN	Bodó	30.0	13.5	5/19/2011	5/18/2046
EOL Calango 5	100%	RN	Bodó	30.0	13.7	6/2/2011	6/1/2046
EOL Canoas	100%	PB	São José do Sabugi e Junco do Seridó	31.5	17.7	8/4/2015	8/3/2050
EOL Lagoa 2	100%	PB	São José do Sabugi e Santa Luzia	31.5	15.6	8/4/2015	8/3/2050
EOL Lagoa 1	100%	PB	São José do Sabugi e Santa Luzia	31.5	16.3	8/4/2015	8/3/2050
Chafariz Complex	99.5%	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	93%	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	11.6	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
Oitis Complex	97.3%	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	97.2%	PI/BA	Dom Inocêncio	27.5	14.3	12/24/2019	12/23/2054
Oitis 3	94.3%	PI/BA	Dom Inocêncio	49.5	24.4	12/24/2019	12/23/2054
Oitis 4	93.3%	PI/BA	Dom Inocêncio	49.5	24.0	12/24/2019	12/23/2054
Oitis 5	94.3%	PI/BA	Dom Inocêncio	49.5	23.8	12/24/2019	12/23/2054
Oitis 6	94.8%	PI/BA	Dom Inocêncio	49.5	24.3	12/24/2019	12/23/2054
Oitis 7	94.3%	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	44.0	20.8	12/24/2019	12/23/2054
Oitis 22	100%	PI/BA	Casa Nova	49.5	22.2	12/24/2019	12/23/2054
Oitis 9	100%	PI/BA	Dom Inocêncio	49.5	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	State	Location	Installed Capacity (MW)	Assured Energy (MW)	Concession Date	End of Concession
LUZIA 2	100%	PB	Santa Luzia	74.7	17.3	5/29/2020	5/29/2055
LUZIA 3	100%	PB	Santa Luzia	74.7	17.3	5/29/2020	5/29/2055

Wind energy generation totaled 1,467 GWh in the 3Q26 (-15% vs. 3Q25) and 3,344 GWh in 9M26 (-17% vs. 9M25), impacted by lower availability of wind. Meanwhile, solar energy generation reached 57 GWh in the 3Q26 (+14% vs. 3Q25) and 161 GWh in 9M26 (-1% vs. 9M25).

The impact of curtailment (wind and solar) amounted to 10% of generated energy in the 3Q26 and 8% in 9M26.

1.2.1.2. Hydroelectric Plants

At the end of the 3Q26 Neoenergia's portfolio comprised 3 hydroelectric plants.

Hydro Plants in Operation	Neoenergia Share	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	76%	GO	Rio Corumbá	96.5	47	11/7/2001	4/22/2040
Belo Monte	10%	PA	Rio Xingu	11,233.1	4571	8/26/2010	7/10/2046

Note: On April 2, 2026, the closing of the sale transaction for the Dardanelos Hydroelectric Power Plant took place, resulting in a reduction of the stake to an indirect 25% interest, classified as a financial asset. Consequently, the plant's results and respective operational data are excluded from this report as of April 2026.

Hydropower generation totaled 264 GWh in the 3Q26 (-13% vs. 3Q25) and 3,764 GWh in 9M26 (-25% vs. 9M25), impacted by the sale of the Baixo Iguaçu HPP in June 2025 and the Dardanelos HPP in April 2026.

1.2.2. Thermal Plant

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 December 2021, Termopernambuco won the Capacity Reserve Auction with a 15-year contract starting on July 1, 2026. In September 2024, ANEEL approved moving the start date of the contract up to October 1, 2024, maintaining all previous conditions and adding 21 months to the initial term.

There was no dispatch in the 3Q26, and in 9M26—with a 1% dispatch rate—the plant generated 14 GWh (compared to 15 GWh in 9M25) under the capacity reserve contract.

2. ECONOMIC-FINANCIAL PERFORMANCE

2.1. Consolidated

CONSOLIDATED STATEMENT OF INCOME (R\$ MN)	3Q26	3Q25	Variation		9M26	9M25	Variation	
			R\$	%			R\$	%
Net Operating Revenue ¹	12,022	12,972	(950)	(7%)	36,392	36,591	(199)	(1%)
Costs with Energy ²	(7,504)	(8,692)	1,188	(14%)	(23,246)	(24,060)	814	(3%)
Gross Margin w/out Concession Financial Assets	4,518	4,280	238	6%	13,146	12,531	615	5%
Concession Financial Assets (VNR)	7	276	(269)	(97%)	1,022	1,382	(360)	(26%)
GROSS MARGIN	4,525	4,556	(31)	(1%)	14,168	13,913	255	2%
Operating Expenses	(1,151)	(1,082)	(69)	6%	(3,405)	(3,244)	(161)	5%
Provisions for Delinquency (PECLD)	(143)	(117)	(26)	22%	(449)	(415)	(34)	8%
(+) Equity Income / Corporate Operations	345	31	314	1013%	913	62	851	1373%
EBITDA	3,576	3,388	188	6%	11,227	10,316	911	9%
Depreciation	(770)	(729)	(41)	6%	(2,250)	(2,213)	(37)	2%
Financial Income (Loss)	(1,413)	(1,512)	99	(7%)	(4,870)	(4,448)	(422)	9%
IR/CS	(206)	(217)	11	(5%)	(720)	(79)	(641)	811%
Minority shareholdings	(10)	(6)	(4)	67%	(26)	(20)	(6)	30%
NET INCOME	1,177	924	253	27%	3,361	3,556	(195)	(5%)

Neoenergia ended the 3Q26 with a Gross Margin (excluding VNR) of R\$ 4,518 million, up by 6% vs. the 3Q25. This result was driven by the positive effects of volume and an expanded customer base across the distribution companies; the positive Parcel B variations from tariff adjustments at Neoenergia Elektro (Aug/25: +1.3%; Aug/26: +2.36%) and Neoenergia Brasília (Oct/25: +8.3%); and the entry into operation of new transmission assets. These effects were partially offset by lower wind generation and reduced hydropower margins—stemming from the deconsolidation of Dardanelos (since Apr/26)—as well as the negative Parcel B variations from the Apr/26 tariff adjustments: Neoenergia Coelba (-2.01%), Neoenergia Cosern (-2.08%), and Neoenergia Pernambuco (-2.17%).

In 9M26, the Gross Margin (excluding VNR) totaled R\$ 13,146 million, up by 5% vs. 9M25, driven by positive effects from an expanded customer base and volume; positive Parcel B variations from the distributors' 2025 tariff processes and Neoenergia Elektro's Aug/26 tariff adjustment; and the entry into operation of new transmission assets. These effects were partially offset by lower wind generation and reduced hydropower margins—resulting from the deconsolidation of Baixo Iguaçu (since Jul/25) and Dardanelos (since Apr/26)—as well as the negative Parcel B variations from the Apr/26 tariff adjustments.

Gross margin reached R\$ 4,525 million in the 3Q26 (-1% vs. 3Q25) and R\$ 14,168 million in 9M26 (+2% vs. 9M25), due to the aforementioned effects as well as a lower VNR resulting from the renewal of the distribution companies' concessions (Neoenergia Pernambuco in Sep/25; Neoenergia Coelba, Elektro, and Cosern in May/26).

Operating expenses totaled R\$ 1,151 million in the 3Q26 (+6% vs. 3Q25) and R\$ 3,405 million in 9M26 (+5% vs. 9M25), in line with inflation, confirming cost discipline that allows for the absorption of pressures from the larger customer base. The provision for doubtful accounts (PECLD) amounted to R\$ 143 million in the 3Q26 (+22% vs. 3Q25) and R\$ 449 million in 9M26 (+8% vs. 9M25).

Under the Equity Income/Corporate Transactions item, +R\$ 345 million was recorded in the 3Q26, notably comprising a +R\$ 292 million adjustment to fair value related to the corporate transaction involving the transmission companies and GIC, +R\$ 83 million from the equity income of transmission assets in partnership with GIC, and -R\$ 29 million from the Belo Monte power plant. In 9M26, +R\$ 913 million was recorded, consisting of +R\$ 324 million from a change in the mix

of assets involving the remeasurement of the previously held interest in the Corumbá business, +R\$ 292 million from the adjustment to fair value concerning the corporate transaction involving the transmission companies and GIC, +R\$ 232 million related to the sale of Dardanelos, +R\$ 143 million from the equity income of transmission assets in partnership with GIC, and -R\$ 76 million from the result of the Belo Monte power plant. It is worth noting that gains of R\$ 31 million in the 3Q25 and R\$ 62 million in 9M25 were recorded, driven primarily by the equity income of transmission assets (R\$ 36 million in the 3Q25 and R\$ 104 million in 9M25) and the adjustment to fair value of the Itabapoana lot (+R\$ 7 million in the 3Q25 and -R\$ 58 million in 9M25).

EBITDA amounted to R\$ 3,576 million in the 3Q26 (+6% vs. 3Q25) and R\$ 11,227 million in 9M26 (+9% vs. 9M25). Cash EBITDA (excluding VNR, IFRS, and Corporate Operations) was R\$ 3,150 million in the 3Q26 (+12% vs. the 3Q25) and R\$ 8,902 million in 9M26 (+9% vs. 9M25).

The financial result was -R\$ 1,413 million in the 3Q26 (vs. -R\$ 1,512 million in the 3Q25), driven by higher income from financial investments resulting from an increase in the average volume invested; and -R\$ 4,870 million in 9M26 (vs. -R\$ 4,448 million in 9M25), driven by an increase in the average debt balance due to funds raised for distribution Capex.

The Income Tax/Social Contribution (IR/CS) line item for the quarter was -R\$ 206 million (vs. -R\$ 217 million in the 3Q25), and the year-to-date figure was -R\$ 720 million (vs. -R\$ 79 million in 9M25). It is worth noting that the 2Q25 saw a positive impact from the recovery of unduly paid taxes, generating a credit of R\$ 770 million; this resulted from the exclusion of the adjustments to the Selic rate on unduly paid taxes amounts following the removal of ICMS from the PIS/COFINS calculation base.

As a result of the effects shown, net income amounted to R\$1,177 million in the 3Q26 (+27% vs. 3Q25) and R\$3,361 million in 9M26 (-5% vs. 9M25).

2.2. Networks

The results of the networks business contemplate the performance of both distributors and transmission lines.

NETWORKS STATEMENT OF INCOME (R\$ MN)	3Q26	3Q25	Variation		9M26	9M25	Variation	
			R\$	%			R\$	%
Net Revenue	11,420	12,270	(850)	(7%)	34,647	34,706	(59)	(0%)
Costs with energy	(7,370)	(8,514)	1,144	(13%)	(22,647)	(23,513)	866	(4%)
Gross Margin w/out Concession Financial Assets	4,050	3,756	294	8%	12,000	11,193	807	7%
Concession Financial Assets (VNR)	7	276	(269)	(97%)	1,022	1,382	(360)	(26%)
Gross Margin	4,057	4,032	25	1%	13,022	12,575	447	4%
Operating Expenses	(942)	(899)	(43)	5%	(2,806)	(2,657)	(149)	6%
Provisions for Delinquency (PECLD)	(142)	(116)	(26)	22%	(447)	(414)	(33)	8%
(+) Equity Income / Corporate Operations	374	43	331	770%	434	46	388	843%
EBITDA	3,347	3,060	287	9%	10,203	9,550	653	7%
Depreciation	(646)	(583)	(63)	11%	(1,876)	(1,716)	(160)	9%
Financial Income (Loss)	(1,438)	(1,484)	46	(3%)	(4,775)	(4,288)	(487)	11%
IRCS	(164)	(174)	10	(6%)	(611)	22	(633)	N/A
NET INCOME	1,099	819	280	34%	2,941	3,568	(627)	(18%)

The Networks business ended the 3Q26 with a Gross Margin without VNR of R\$ 4,050 million, +8% vs. the 3Q25, impacted by the positive effects of volume and increase in the distributors' customer base, positive variations in Parcel B in the tariff adjustments of Neoenergia Elektro in Aug/25 (+1.3%) and Aug/26 (+2.36%), and of Neoenergia Brasília in Oct/25 (+8.3%), in addition to the new transmission assets that came into operation. These effects were partially offset by the negative

variations in Parcel B of the Apr/26 adjustments: Neoenergia Coelba (-2.01%), Neoenergia Cosern (-2.08%) and Neoenergia Pernambuco (-2.17%).

In the year-to-date, the Gross Margin without VNR amounted to R\$ 12,000 million, +7% vs. 9M25, due to the positive effects of the increase in the customer base, volume, positive variations in Parcel B in the distributors' 2025 tariff processes and in the Neoenergia Elektro tariff adjustment of Aug/26, in addition to the new transmission assets that came into operation. These effects were partially offset by the negative variations in Parcel B of the Apr/26 adjustments.

Gross margin amounted to R\$ 4,057 million in the 3Q26 (+1% vs. 3Q25) and R\$ 13,022 million in 9M26 (+4% vs. 9M25), due to the aforementioned effects, in addition to the lower VNR due to the renewal of distributors' concessions (Neoenergia Pernambuco in Sep/25, Neoenergia Coelba, Elektro and Cosern in May/26).

Operating expenses totaled R\$ 942 million in the 3Q26 (+5% vs. 3Q25) and R\$ 2,806 million in 9M26 (+6% vs. 9M25).

The provision for doubtful accounts (PECLD) was R\$ 142 million in the 3Q26 (+22% vs. 3Q25) and R\$ 447 million in 9M26 (+8% vs. 9M25).

Under the Equity Income/Corporate Transactions line item, +R\$ 374 million was recorded in the 3Q26 and +R\$ 434 million in 9M26; this comprised +R\$ 292 million in adjustments to fair value related to the corporate transaction involving the transmission companies and GIC, as well as the equity income of transmission assets held in partnership with GIC (+R\$ 83 million in the 3Q26 and +R\$ 143 million in 9M26). It is worth noting that +R\$ 43 million was recorded in the 3Q25 and +R\$ 46 million in 9M25, reflecting the equity income of transmission assets (R\$ 36 million in the 3Q25 and R\$ 104 million in 9M25) and the adjustment to fair value of the Itabapoana lot (+R\$ 7 million in the 3Q25 and -R\$ 58 million in 9M25).

Networks EBITDA amounted to R\$ 3,347 million in the 3Q26 (+9% vs. 3Q25) and R\$ 10,203 million in 9M26 (+7% vs. 9M25). Cash EBITDA (excluding VNR, IFRS, and Corporate Operations) stood at R\$ 2,921 million in the 3Q26 (+19% vs. 3Q25) and R\$ 8,435 million in 9M26 (+14% vs. 9M25).

The financial result totaled -R\$ 1,438 million in the 3Q26 (vs. -R\$ 1,484 million in 3Q25)—driven by higher income from financial investments resulting from an increase in the average volume invested—and -R\$ 4,775 million in 9M26 (vs. -R\$ 4,288 million in 9M25), due to a higher average debt balance resulting from funds raised for distribution Capex.

The income tax/social contribution (IR/CS) line item for the quarter recorded -R\$ 164 million (-6% vs. 3Q25), while the year-to-date figure was -R\$ 611 million (vs. +R\$ 22 million in 9M25). It is worth noting that the 2Q25 included a positive impact from the recovery of unduly paid taxes, generating a credit of R\$ 770 million; this stemmed from the exclusion of Selic rate adjustments on amounts unduly paid following the removal of ICMS from the PIS/COFINS calculation base.

As a result of the aforementioned factors, net income of the Networks segment amounted to R\$ 1,099 million in the 3Q26 (+34% vs. 3Q25) and R\$ 2,941 million in the year-to-date (-18% vs. 9M25).

S/I TRANSMISSION (R\$ MN)	3Q26	3Q25	Variation		9M26	9M25	Variation	
			R\$	%			R\$	%
Net Revenue	551	1,226	(675)	(55%)	1,670	3,922	(2,252)	(57%)
Construction Costs	(120)	(726)	606	(83%)	(332)	(2,643)	2,311	(87%)
Gross Margin	431	500	(69)	(14%)	1,338	1,279	59	5%
Operating Expenses	(50)	(53)	3	(6%)	(112)	(144)	32	(22%)
Provisions for Delinquency (PECLD)	(1)	(1)	-	-	(2)	(2)	-	-
(+) Equity Income / Corporate Operations	374	43	331	770%	434	46	388	843%
EBITDA	754	489	265	54%	1,658	1,179	479	41%
Depreciation	(2)	(2)	-	-	(6)	(7)	1	(14%)
Financial Income (Loss)	(143)	(189)	46	(24%)	(664)	(665)	1	(0%)
IR CS	(68)	(79)	11	(14%)	(154)	(126)	(28)	22%
NET INCOME	541	219	322	147%	834	382	452	118%
IFRS15	128	322	(194)	(60%)	455	810	(355)	(44%)

The transmission companies reported a Gross Margin of R\$ 431 million in the 3Q26 (-14% vs. the 3Q25) and R\$ 1,338 million in 9M26 (+5% vs. 9M25), driven by new assets that started operation.

Operating expenses totaled R\$ 50 million in the 3Q26 (-6% vs. 3Q25)—primarily due to the non-consolidation of Itabapoana in the 3Q26—and R\$ 112 million in 9M26 (-22% vs. 9M25), the latter explained by a one-off effect of a favorable court ruling against a supplier regarding damaged equipment.

Under the line item for Equity Income/Corporate Transactions, +R\$ 374 million was recorded in the 3Q26 and +R\$ 434 million in 9M26. This includes a +R\$ 292 million adjustment to fair value related to the corporate transaction between the transmission companies and GIC, as well as the equity income of transmission assets held in partnership with GIC (+R\$ 83 million in the 3Q26 and +R\$ 143 million in 9M26). It is worthy of mention that +R\$ 43 million was recorded in the 3Q25 and +R\$ 46 million in 9M25, comprising equity income of transmission assets (R\$ 36 million in the 3Q25 and R\$ 104 million in 9M25) and an adjustment to fair value of the Itabapoana project (+R\$ 7 million in the 3Q25 and -R\$ 58 million in 9M25).

As a result of the abovementioned variations, transmission EBITDA closed the quarter at R\$ 754 million (+54% vs. the 3Q25), with a year-to-date total of R\$ 1,658 million (+41% vs. 9M25). Cash EBITDA (excluding IFRS adjustments and corporate operations) reached R\$ 335 million in the 3Q26 (+110% vs. 3Q25) and R\$ 912 million in 9M26 (+114% vs. 9M25).

The financial result was -R\$ 143 million in the 3Q26 (compared to -R\$ 189 million in the 3Q25) and -R\$ 664 million in 9M26 (compared to -R\$ 665 million in 9M25).

The transmission business recorded a profit of R\$ 541 million in the 3Q26 (+147% vs. 3Q25) and R\$ 834 million in 9M26 (+118% vs. 9M25).

2.2.1. NEOENERGIA COELBA

STATEMENT OF INCOME (R\$ MN)	3Q26	3Q25	Variation		9M26	9M25	Variation	
			R\$	%			R\$	%
Net Revenue	4,416	4,494	(78)	(2%)	13,443	12,606	837	7%
Costs with energy	(2,823)	(3,046)	223	(7%)	(8,708)	(8,159)	(549)	7%
Gross Margin w/out Concession Financial Assets	1,593	1,448	145	10%	4,735	4,447	288	6%
Concession Financial Assets (VNR)	3	148	(145)	(98%)	636	732	(96)	(13%)
Gross Margin	1,596	1,596	-	-	5,371	5,179	192	4%
Operating Expenses	(413)	(414)	1	(0%)	(1,248)	(1,187)	(61)	5%
Provisions for Delinquency (PECLD)	(37)	(40)	3	(8%)	(141)	(136)	(5)	4%
EBITDA	1,146	1,142	4	0%	3,982	3,856	126	3%
Depreciation	(293)	(255)	(38)	15%	(842)	(757)	(85)	11%
Financial Income (Loss)	(658)	(599)	(59)	10%	(2,018)	(1,627)	(391)	24%
IR CS	6	(41)	47	N/A	(174)	(16)	(158)	988%
NET INCOME	201	247	(46)	(19%)	948	1,456	(508)	(35%)

Neoenergia Coelba reported a gross margin, excluding VNR, of R\$ 1,593 million in the 3Q26 (+10% vs. 3Q25), driven by higher volumes, which were partially offset by the negative impact of a -2.01% adjustment to Parcel B implemented in April 2026. For the first nine months of 2026 (9M26), the gross margin (excluding VNR) reached R\$ 4,735 million (+6% vs. 9M25), also due to higher volumes in addition to the positive impact of a +8.1% adjustment to Parcel B in the April 2025.

The gross margin stood at R\$ 1,596 million in the 3Q26 (in line with the 3Q25) and R\$ 5,371 million in 9M26 (+4% vs. 9M25), reflecting the aforementioned factors, in addition to a lower VNR following the concession renewal of May 2026.

Operating expenses totaled R\$ 413 million in the 3Q26, consistent with the 3Q25, and R\$ 1,248 million in 9M26 (+5% vs. 9M25), primarily due to increased spending on collection efforts and service disconnection initiatives.

For the quarter, the provision for doubtful accounts (PECLD) totaled R\$ 37 million (-8% vs. 3Q25), reaching R\$ 141 million for the year-to-date (+4% vs. 9M25). The delinquency indicator (PECLD/ROB) for the 3Q26 closed at 0.95%, remaining below the regulatory limit of 1.31%.

As a result of the abovementioned variations, EBITDA reached R\$ 1,146 million for the quarter (in line with the 3Q25) and R\$ 3,982 million for the year-to-date (+3% vs. 9M25). Cash EBITDA (excluding VNR) amounted to R\$ 1,143 million in the 3Q26 (+15% vs. 3Q25) and R\$ 3,346 million in 9M26 (+7% vs. 9M25).

The financial result was -R\$ 658 million in the 3Q26 (vs. -R\$ 599 million in 3Q25) and -R\$ 2,018 million in 9M26 (vs. -R\$ 1,627 million in 9M25), driven by an increase in debt-related charges resulting from a higher average debt balance.

The income tax and social contribution (IR/CS) item for the quarter totaled +R\$ 6 million (vs. -R\$ 41 million in the 3Q25), while the year-to-date figure was -R\$ 174 million (vs. -R\$ 16 million in 9M25). It is worth noting that the 9M25 figure included a positive impact from unduly paid taxes, generating a credit of R\$ 274 million—stemming from the exclusion of the Selic adjustment on these payments, following the removal of the ICMS from the PIS/COFINS calculation base.

Net income amounted to R\$ 201 million in the 3Q26 (-19% vs. 3Q25) and R\$ 948 million in 9M26 (-35% vs. 9M25).

2.2.2. NEOENERGIA PERNAMBUCO

STATEMENT OF INCOME (R\$ MN)	3Q26	3Q25	Variation		9M26	9M25	Variation	
			R\$	%			R\$	%
Net Revenue	2,231	2,080	151	7%	6,817	5,870	947	16%
Costs with energy	(1,554)	(1,497)	(57)	4%	(4,702)	(4,136)	(566)	14%
Gross Margin w/out Concession Financial Assets	677	583	94	16%	2,115	1,734	381	22%
Concession Financial Assets (VNR)	1	43	(42)	(98%)	7	240	(233)	(97%)
Gross Margin	678	626	52	8%	2,122	1,974	148	7%
Operating Expenses	(209)	(191)	(18)	9%	(622)	(572)	(50)	9%
Provisions for Delinquency (PECLD)	(54)	(42)	(12)	29%	(176)	(158)	(18)	11%
EBITDA	415	393	22	6%	1,324	1,244	80	6%
Depreciation	(123)	(114)	(9)	8%	(361)	(337)	(24)	7%
Financial Income (Loss)	(211)	(289)	78	(27%)	(761)	(820)	59	(7%)
IR CS	(16)	15	(31)	N/A	(14)	401	(415)	N/A
NET INCOME	65	5	60	1200%	188	488	(300)	(61%)

Neoenergia Pernambuco reported a gross margin (excluding VNR) of R\$ 677 million in the 3Q26 (+16% vs. the 3Q25), driven by higher volume and a larger customer base, partially offset by the negative impact of a -2.17% adjustment to Parcel B during the April 2026 tariff review. For the first nine months of 2026 (9M26), the gross margin (excluding VNR) reached R\$ 2,115 million (+22% vs. 9M25), also due to higher volumes, as well as the positive impact of a +16.2% adjustment to Parcel B during the April 2025 tariff adjustment.

Gross margin totaled R\$ 678 million in the 3Q26 (+8% vs. 3Q25) and R\$ 2,122 million in 9M26 (+7% vs. 9M25), reflecting the aforementioned factors, in addition to a lower VNR following the concession renewal in September 2025.

Operating expenses amounted to R\$ 209 million in the 3Q26 (+9% vs. 3Q25) and R\$ 622 million in 9M26 (+9% vs. 9M25), mainly due to higher fleet expenses, driven by higher fuel prices.

For the quarter, the provision for doubtful accounts (PECLD) totaled R\$ 54 million (+29% vs. 3Q25), and for the year-to-date, it reached R\$ 176 million (+11% vs. 9M25).

As a result of the aforementioned variations, EBITDA reached R\$ 415 million for the quarter (+6% vs. 3Q25) and R\$ 1,324 million for the year-to-date (+6% vs. 9M25). Cash EBITDA (excluding VNR) in the 3Q26 totaled R\$ 414 million (+18% vs. 3Q25), and for the first nine months of 2026 (9M26), it reached R\$ 1,317 million (+31% vs. 9M25).

The financial result was -R\$ 211 million in the 3Q26 (compared to -R\$ 289 million in the 3Q25) and -R\$ 761 million in 9M26 (compared to -R\$ 820 million in 9M25), driven by a reduction in debt-related charges resulting from a lower IPCA.

Income tax and social contribution (IR/CS) for the quarter amounted to -R\$ 16 million (compared to +R\$ 15 million in the 3Q25), while the year-to-date figure was -R\$ 14 million (compared to +R\$ 401 million in 9M25). It is worth noting that the 2Q25 included a positive impact from the recovery of unduly paid taxes, generating a credit of R\$ 394 million; this stemmed from the exclusion of Selic-based interest adjustments on unduly paid taxes, following the removal of the ICMS from the PIS/COFINS tax base.

Net income was R\$ 65 million in the 3Q26 (+1,200% vs. 3Q25) and R\$ 188 million in 9M26 (-61% vs. 9M25).

2.2.3. NEOENERGIA COSERN

STATEMENT OF INCOME (R\$ MN)	3Q26	3Q25	Variation		9M26	9M25	Variation	
			R\$	%			R\$	%
Net Revenue	965	1,028	(63)	(6%)	2,943	2,845	98	3%
Costs with energy	(609)	(692)	83	(12%)	(1,884)	(1,852)	(32)	2%
Gross Margin w/out Concession Financial Assets	356	336	20	6%	1,059	993	66	7%
Concession Financial Assets (VNR)	-	30	(30)	(100%)	136	154	(18)	(12%)
Gross Margin	356	366	(10)	(3%)	1,195	1,147	48	4%
Operating Expenses	(69)	(62)	(7)	11%	(212)	(197)	(15)	8%
Provisions for Delinquency (PECLD)	(9)	(4)	(5)	125%	(25)	(15)	(10)	67%
EBITDA	278	300	(22)	(7%)	958	935	23	2%
Depreciation	(54)	(49)	(5)	10%	(157)	(144)	(13)	9%
Financial Income (Loss)	(76)	(77)	1	(1%)	(284)	(242)	(42)	17%
IR CS	(16)	(23)	7	(30%)	(49)	(31)	(18)	58%
NET INCOME	132	151	(19)	(13%)	468	518	(50)	(10%)

Neoenergia Cosern reported a gross margin (excluding VNR) of R\$ 356 million in the 3Q26 (+6% vs. 3Q25), driven by higher volumes and an expanded customer base, which offset the tariff adjustment of April 2026—an adjustment that resulted in a negative variation of Parcel B (-2.08%). For the first nine months of 2026 (9M26), the gross margin, excluding VNR, reached R\$ 1,059 million (+7% vs. 9M25), also reflecting the aforementioned factors, as well as the positive impact of a +6.6% adjustment to Parcel B in the April 2025 tariff adjustment.

Total gross margin stood at R\$ 356 million in the 3Q26 (-3% vs. the 3Q25) and R\$ 1,195 million in 9M26 (+4% vs. 9M25), due to the aforementioned effects combined with a lower VNR following the concession renewal of May 2026.

Operating expenses totaled R\$ 69 million in the 3Q26 (+11% vs. 3Q25) and R\$ 212 million in 9M26 (+8% vs. 9M25), mainly impacted by higher personnel expenses due to increased profit-sharing provisions.

Provisions for doubtful accounts (PECLD) totaled R\$ 9 million in the 3Q26 (+125% vs. 3Q25) and R\$ 25 million in 9M26 (+67% vs. 9M25).

As a result of these variations, EBITDA reached R\$ 278 million in the 3Q26 (-7% vs. 3Q25) and R\$ 958 million in 9M26 (+2% vs. 9M25). Cash EBITDA, excluding VNR, reached R\$ 278 million in the 3Q26 (+3% vs. 3Q25) and R\$ 822 million in 9M26 (+5% vs. 9M25).

The financial result was -R\$ 76 million in the 3Q26 (vs. -R\$ 77 million in the 3Q25) and -R\$ 284 million in 9M26 (vs. -R\$ 242 million in 9M25), driven by an increase in debt-related charges due to a higher average debt balance, as well as a one-off positive impact of R\$ 18 million in the 2Q25 related to the monetary adjustment to unduly paid taxes.

The income tax and social contribution (IR/CS) item for the quarter amounted to -R\$ 16 million (-30% vs. the 3Q25), and -R\$ 49 million for the year-to-date (+58% vs. 9M25). It is worth noting that the 9M25 figure included a positive impact from unduly paid taxes, resulting in a credit of R\$ 60 million—stemming from the exclusion of the Selic adjustment on these payments, following the removal of the ICMS from the PIS/COFINS calculation base.

Net income totaled R\$ 132 million in the 3Q26 (-13% vs. 3Q25) and R\$ 468 million in 9M26 (-10% vs. 9M25).

2.2.4. NEOENERGIA ELEKTRO

STATEMENT OF INCOME (R\$ MN)	3Q26	3Q25	Variation		9M26	9M25	Variation	
			R\$	%			R\$	%
Net Revenue	2,449	2,507	(58)	(2%)	7,203	6,925	278	4%
Costs with energy	(1,636)	(1,763)	127	(7%)	(4,905)	(4,588)	(317)	7%
Gross Margin w/out Concession Financial Assets	813	744	69	9%	2,298	2,337	(39)	(2%)
Concession Financial Assets (VNR)	1	51	(50)	(98%)	217	244	(27)	(11%)
Gross Margin	814	795	19	2%	2,515	2,581	(66)	(3%)
Operating Expenses	(171)	(169)	(2)	1%	(526)	(502)	(24)	5%
Provisions for Delinquency (PECLD)	(22)	(16)	(6)	38%	(61)	(69)	8	(12%)
EBITDA	621	610	11	2%	1,928	2,010	(82)	(4%)
Depreciation	(117)	(111)	(6)	5%	(351)	(322)	(29)	9%
Financial Income (Loss)	(275)	(256)	(19)	7%	(851)	(724)	(127)	18%
IR CS	(69)	(47)	(22)	47%	(219)	(228)	9	(4%)
NET INCOME	160	196	(36)	(18%)	507	736	(229)	(31%)

Neoenergia Elektro reported a gross margin, excluding VNR, of R\$ 813 million in the 3Q26 (+9% vs. 3Q25), driven by higher volumes, an expanded customer base, and the tariff adjustment of August 2026, which resulted in a positive variation of Parcel B (+2.36%). For the first nine months of 2026 (9M26), the gross margin excluding VNR amounted to R\$ 2,298 million (-2% vs. 9M25); this was impacted by an unfavorable mix, which was partially offset by the positive variation of 1.30% in Parcel B from the August 2025 tariff adjustment, along with the aforementioned factors.

Gross margin reached R\$ 814 million in the 3Q26 (+2% vs. 3Q25) and R\$ 2,515 million in 9M26 (-3% vs. 9M25), reflecting the aforementioned effects, which were partially offset by a lower VNR during the period, a result of the concession renewal that took place in May 2026.

Operating expenses totaled R\$ 171 million in the 3Q26 (+1% vs. 3Q25), absorbing the impact of inflation. For 9M26, these expenses amounted to R\$ 526 million (+5% vs. 9M25).

For the quarter, the provision for doubtful accounts (PECLD) totaled R\$ 22 million (+38% vs. the 3Q25), while the year-to-date figure reached R\$ 61 million (-12% vs. 9M25).

As a result of the aforementioned variations, EBITDA reached R\$ 621 million for the quarter (+2% vs. 3Q25) and R\$ 1,928 million for the year-to-date period (-4% vs. 9M25). Cash EBITDA (excluding VNR) in the 3Q26 was R\$ 620 million (+11% vs. 3Q25), and for the first nine months of 2026 (9M26) it totaled R\$ 1,711 million (-3% vs. 9M25).

The financial result was -R\$ 275 million in the 3Q26 (vs. -R\$ 256 million in the 3Q25) and -R\$ 851 million in 9M26 (vs. -R\$ 724 million in 9M25), driven by an increase in debt-related charges resulting from a higher average debt balance.

Income tax and social contribution (IR/CS) for the quarter amounted to -R\$ 69 million (vs. -R\$ 47 million in the 3Q25), while the year-to-date figure was -R\$ 219 million (vs. -R\$ 228 million in 9M25). It is worth noting that the 9M25 figure included a positive impact from unduly paid taxes, generating a credit of R\$ 39 million given the exclusion of Selic-based interest adjustments on unduly paid taxes, following the removal of the ICMS from the PIS/COFINS calculation base.

Net income was R\$ 160 million in the 3Q26 (-18% vs. 3Q25) and R\$ 507 million in 9M26 (-31% vs. 9M25).

2.2.5. NEOENERGIA BRASÍLIA

STATEMENT OF INCOME (R\$ MN)	3Q26	3Q25	Variation		9M26	9M25	Variation	
			R\$	%			R\$	%
Net Revenue	831	956	(125)	(13%)	2,649	2,596	53	2%
Costs with energy	(628)	(791)	163	(21%)	(2,115)	(2,137)	22	(1%)
Gross Margin w/out Concession Financial Assets	203	165	38	23%	534	459	75	16%
Concession Financial Assets (VNR)	1	3	(2)	(67%)	26	12	14	117%
Gross Margin	204	168	36	21%	560	471	89	19%
Operating Expenses	(53)	(32)	(21)	66%	(166)	(120)	(46)	38%
Provisions for Delinquency (PECLD)	(18)	(14)	(4)	29%	(41)	(35)	(6)	17%
EBITDA	133	122	11	9%	353	316	37	12%
Depreciation	(56)	(50)	(6)	12%	(159)	(149)	(10)	7%
Financial Income (Loss)	(73)	(75)	2	(3%)	(195)	(210)	15	(7%)
IR CS	(4)	(1)	(3)	300%	(5)	18	(23)	(128%)
NET INCOME	-	(4)	4	(100%)	(6)	(25)	19	(76%)

Neoenergia Brasília reported a gross margin, excluding VNR, of R\$ 203 million in the 3Q26 (+23% vs. 3Q25) and R\$ 534 million in 9M26 (+16% vs. 9M25). This performance was driven by the tariff adjustment of October 2025, which resulted in a positive variation in Parcel B (+8.3%), as well as an expansion of the customer base during the period.

Gross margin reached R\$ 204 million in the 3Q26 (+21% vs. 3Q25) and R\$ 560 million in 9M26 (+19% vs. 9M25), reflecting the aforementioned factors, in addition to a higher VNR for the year.

Operating expenses totaled R\$ 53 million in the 3Q26 (+66% vs. 3Q25) and R\$ 166 million in 9M26 (+38% vs. 9M25), due to positive non-recurring effects recorded in 9M25.

For the quarter, the provision for doubtful accounts (PECLD) totaled R\$ 18 million (+29% vs. 3Q25), and for the year-to-date, it reached R\$ 41 million (+17% vs. 9M25).

As a result of the aforementioned variations, EBITDA stood at R\$ 133 million for the quarter (+9% vs. 3Q25) and R\$ 353 million for the year-to-date (+12% vs. 9M25).

The financial result was -R\$ 73 million in the 3Q26 (vs. -R\$ 75 million in the 3Q25) and -R\$ 195 million in 9M26 (vs. -R\$ 210 million in 9M25), reflecting lower debt charges due to a reduction in the CDI rate during the period.

The income tax and social contribution (IR/CS) item for the quarter was -R\$ 4 million (vs. -R\$ 1 million in the 3Q25), and the year-to-date figure was -R\$ 5 million (vs. -R\$ 18 million in 9M25). It is worth noting that in the 2Q25, there was a positive impact from the recovery of unduly paid taxes generating a credit of R\$ 3 million; this resulted from the exclusion of the Selic-based adjustment on unduly paid taxes, following the removal of the ICMS from the PIS/COFINS calculation base.

The Company recorded a net result of R\$ 0 million in the 3Q26 (vs. -R\$ 4 million in 3Q25) and -R\$ 6 million in 9M26 (vs. -R\$ 25 million in 9M25).

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 plant, and the Neoenergia Group's trading company.

GENERATION AND CUSTOMERS STATEMENT OF INCOME (R\$ MN)	3Q26	3Q25	Variation		9M26	9M25	Variation	
			R\$	%			R\$	%
Net Revenue	931	1,132	(201)	(18%)	2,814	3,220	(406)	(13%)
Costs with energy	(453)	(594)	141	(24%)	(1,641)	(1,843)	202	(11%)
Gross Margin	478	538	(60)	(11%)	1,173	1,377	(204)	(15%)
Operating Expenses	(120)	(125)	5	(4%)	(356)	(395)	39	(10%)
Provisions for Delinquency (PECLD)	(1)	(1)	-	-	(2)	(1)	(1)	100%
(+) Equity Income / Corporate Operations	(29)	(18)	(11)	61%	479	10	469	4690%
EBITDA	328	394	(66)	(17%)	1,294	991	303	31%
Depreciation	(88)	(88)	-	-	(260)	(322)	62	(19%)
Financial Income (Loss)	4	(7)	11	N/A	(45)	(93)	48	(52%)
IR CS	(42)	(50)	8	(16%)	(111)	(123)	12	(10%)
NET INCOME	202	249	(47)	(19%)	878	453	425	94%

HYDRO PLANTS STATEMENT OF INCOME (R\$ MN)	3Q26	3Q25	Variation		9M26	9M25	Variation	
			R\$	%			R\$	%
Net Revenue	91	166	(75)	(45%)	392	611	(219)	(36%)
Costs with energy	(15)	(40)	25	(63%)	(71)	(136)	65	(48%)
Gross Margin	76	126	(50)	(40%)	320	475	(155)	(33%)
Operating Expenses	(22)	(13)	(9)	69%	(53)	(63)	10	(16%)
(+) Equity Income / Corporate Operations	(29)	(18)	(11)	61%	481	11	470	4273%
EBITDA	25	95	(70)	(74%)	748	423	325	77%
Depreciation	(31)	3	(34)	N/A	(75)	(52)	(23)	44%
Financial Income (Loss)	(6)	(3)	(3)	100%	10	(15)	25	N/A
IR CS	19	(15)	34	N/A	(9)	(40)	31	(78%)
NET INCOME	6	80	(74)	(93%)	674	317	357	113%

WIND FARMS STATEMENT OF INCOME (R\$ MN)	3Q26	3Q25	Variation		9M26	9M25	Variation	
			R\$	%			R\$	%
Net Revenue	343	432	(89)	(21%)	908	1,059	(151)	(14%)
Costs with energy	(50)	(90)	40	(44%)	(317)	(355)	38	(11%)
Gross Margin	293	342	(49)	(14%)	592	704	(112)	(16%)
Operating Expenses	(60)	(73)	13	(18%)	(191)	(209)	18	(9%)
EBITDA	233	269	(36)	(13%)	400	496	(96)	(19%)
Depreciation	(44)	(77)	33	(43%)	(146)	(228)	82	(36%)
Financial Income (Loss)	3	(12)	15	N/A	(75)	(98)	23	(23%)
IR CS	(45)	(29)	(16)	55%	(73)	(71)	(2)	3%
NET INCOME	148	151	(3)	(2%)	107	98	9	9%

SOLAR FARMS STATEMENT OF INCOME (R\$ MN)	3Q26	3Q25	Variation		9M26	9M25	Variation	
			R\$	%			R\$	%
Net Revenue	17	22	(5)	(23%)	56	63	(7)	(11%)
Costs with energy	(1)	(12)	11	(92%)	(24)	(40)	16	(40%)
Gross Margin	16	10	6	60%	32	23	9	39%
Operating Expenses	(2)	(2)	-	-	(6)	(5)	(1)	20%
EBITDA	14	8	6	75%	26	18	8	44%
Depreciation	(3)	(5)	2	(40%)	(9)	(13)	4	(31%)
Financial Income (Loss)	1	1	-	-	2	1	1	100%
IR CS	(1)	(1)	-	-	(3)	(3)	-	-
NET INCOME	11	3	8	267%	16	3	13	433%

TERMO PERNAMBUCO STATEMENT OF INCOME (R\$ MN)	3Q26	3Q25	Variation		9M26	9M25	Variation	
			R\$	%			R\$	%
Net Revenue	62	57	5	9%	188	165	23	14%
Costs with energy	(34)	(36)	2	(6%)	(118)	(111)	(7)	6%
Gross Margin	28	21	7	33%	70	54	16	30%
Operating Expenses	(12)	(15)	3	(20%)	(43)	(49)	6	(12%)
EBITDA	15	6	9	150%	27	5	22	440%
Depreciation	(7)	(7)	-	-	(23)	(24)	1	(4%)
Financial Income (Loss)	3	5	(2)	(40%)	8	17	(9)	(53%)
IR CS	(2)	-	(2)	-	(1)	4	(5)	N/A
NET INCOME	9	4	5	125%	12	2	10	500%

COMERC. STATEMENT OF INCOME (R\$ MN)	3Q26	3Q25	Variation		9M26	9M25	Variation	
			R\$	%			R\$	%
Net Revenue	439	460	(21)	(5%)	1,296	1,325	(29)	(2%)
Costs with energy	(354)	(416)	62	(15%)	(1,112)	(1,201)	89	(7%)
Gross Margin	85	44	41	93%	184	124	60	48%
Operating Expenses	(44)	(26)	(18)	69%	(89)	(72)	(17)	24%
Provisions for Delinquency (PECLD)	(1)	(1)	-	-	(2)	(1)	(1)	100%
EBITDA	40	17	23	135%	93	51	42	82%
Depreciation	(3)	(2)	(1)	50%	(7)	(5)	(2)	40%
Financial Income (Loss)	3	1	2	200%	10	2	8	400%
IR CS	(12)	(5)	(7)	140%	(25)	(13)	(12)	92%
NET INCOME	28	11	17	155%	71	35	36	103%

The Generation and Customers business reported a gross margin of R\$ 478 million in the 3Q26 (-11% vs. 3Q25) and R\$ 1,173 million in 9M26 (-15% vs. 9M25). This primarily reflects lower wind generation and a reduced margin from hydroelectric plants due to the deconsolidation of Dardanelos (effective April 2026)—partially offset by the stronger performance of the energy trading unit (Trading Company), driven by better settlement margins in the CCEE (Electric Energy Trading Chamber) and the start of operations of industrial green solution projects. It is worth noting that +R\$ 30 million was recognized in the 3Q26, and R\$ 77 million in 9M26, as compensation for curtailment, in addition to the R\$ 9 million previously recognized in 9M25.

Operating expenses totaled R\$ 120 million in the 3Q26 (-4% vs. 3Q25) and R\$ 356 million in 9M26 (-10% vs. 9M25), influenced by the deconsolidation of the Baixo Iguaçu and Dardanelos assets.

Under the "Equity Income/Corporate Transactions" item, a loss of R\$ 29 million was recorded in the 3Q26, stemming from the results of the Belo Monte power plant. For 9M26, a gain of R\$ 479 million was recorded, comprising: +R\$ 324 million from a change in the mix of assets involving the remeasurement of the previously held stake in the Corumbá business, +R\$ 232 million from the sale of Dardanelos, and -R\$ 76 million from the results of the Belo Monte power plant. It is worth noting that -R\$ 18 million in the 3Q25 and +R\$ 10 million in 9M25 were recorded, driven by the adjustment to fair value regarding the sale of the Baixo Iguaçu plant (-R\$ 21 million in the 3Q25 and +R\$ 2 million in 9M25) and the result from the Corumbá plant (+R\$ 3 million in the 3Q25 and +R\$ 10 million in 9M25).

Taking these effects into account, EBITDA reached R\$ 328 million in the 3Q26 (-17% vs. the 3Q25) and R\$ 1,294 million in 9M26 (+31% vs. 9M25). Meanwhile, Cash EBITDA, excluding Corporate Operations, amounted to R\$ 328 million in the 3Q26 (-13% vs. 3Q25) and R\$ 725 million in 9M26 (-17% vs. 9M25).

The financial result was +R\$ 4 million in the 3Q26 (vs. -R\$ 7 million in 3Q25) and -R\$ 45 million in 9M26 (vs. -R\$ 93 million in 9M25), impacted by a positive effect of R\$ 24 million due to the recognition of the UBP (Use of Public Property) discount on hydroelectric plants in the 2Q26.

Net income was R\$ 202 million in the 3Q26 (-19% vs. 3Q25) and R\$ 878 million in 9M26 (+94% vs. 9M25).

3. EBITDA

In compliance with CVM Resolution nº 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)	3Q26	3Q25	Variation		9M26	9M25	Variation	
			R\$	%			R\$	%
Net Income for the Period (A)	1,177	924	253	27%	3,361	3,556	(195)	(5%)
Profit assigned to minority shareholders (B)	(10)	(6)	(4)	67%	(26)	(20)	(6)	30%
Financial Expenses (C)	(1,518)	(1,552)	34	(2%)	(5,258)	(4,779)	(479)	10%
Financial Revenues (D)	385	332	53	16%	1,133	937	196	21%
Other net financial income (loss) (E)	(280)	(292)	12	(4%)	(745)	(606)	(139)	23%
Income tax and social contribution (F)	(206)	(217)	11	(5%)	(720)	(79)	(641)	811%
Depreciation and amortization (G)	(770)	(729)	(41)	6%	(2,250)	(2,213)	(37)	2%
EBITDA = (A-(B+C+D+E+F+G))	3,576	3,388	188	6%	11,227	10,316	911	9%
Financial Asset (Concession) (H)	7	276	(269)	(97%)	1,022	1,382	(360)	(26%)
IFRS 15 (I)	128	322	(194)	(60%)	455	810	(355)	(44%)
Corporate Operations (J)	291	(14)	305	(2179%)	848	(55)	903	(1642%)
Adjusted EBITDA = (EBITDA - (H+I+J))	3,150	2,804	346	12%	8,902	8,180	722	9%

4. FINANCIAL RESULT

NET FINANCIAL INCOME (R\$ MN)	3Q26	3Q25	Variation		9M26	9M25	Variation	
			R\$	%			R\$	%
Revenue from financial investments	282	240	42	18%	815	657	158	24%
Charges, monetary and exchange variations and debt derivative financial instruments	(1,601)	(1,615)	14	(1%)	(5,410)	(4,812)	(598)	12%
Other financial income (loss) not related to debt	(94)	(137)	43	(31%)	(275)	(293)	18	(6%)
Interest, commissions and arrears interest	70	92	(22)	(24%)	237	274	(37)	(14%)
Monetary and exchange variations - other	24	16	8	50%	62	109	(47)	(43%)
Adjustment to provision for contingencies / judicial deposits	(32)	(17)	(15)	88%	(134)	(66)	(68)	103%
Adjustment to sector financial assets / liabilities	24	(67)	91	N/A	40	(188)	228	N/A
Post-employment liabilities	(25)	(24)	(1)	4%	(74)	(76)	2	(3%)
Other net financial revenues (expenses)	(155)	(137)	(18)	13%	(406)	(346)	(60)	17%
Total	(1,413)	(1,512)	99	(7%)	(4,870)	(4,448)	(422)	9%

The consolidated financial result was -R\$ 1,413 million in the 3Q26 (compared to -R\$ 1,512 million in the 3Q25), driven by higher income from financial investments resulting from an increase in the average volume of invested funds, in addition to lower financial charges, due to a decrease in the IPCA and the CDI during the period. For the first nine months of 2026 (9M26), the financial result was -R\$ 4,870 million (compared to -R\$ 4,448 million in 9M25). This is primarily explained by higher debt-related charges, following a 17% increase in the average debt balance compared to 9M25, a result of capital raised for Capex, which was partially offset by higher income from financial investments.

5. INVESTMENTS

Neoenergia's Capex ended the 9M26 at R\$ 6.2 billion, as displayed in the table below:

CAPEX Neoenergia (R\$ million)	3Q26	3Q25	Δ %	9M26	9M25	Δ %
Networks	2,113	2,526	(16%)	6,027	7,458	(19%)
Distributors	1,989	1,797	11%	5,684	4,806	18%
Transmission Lines	124	730	(83%)	342	2,652	(87%)
Generation and Customers	74	71	5%	131	161	(18%)
Hydroelectric plants	15	26	(44%)	21	37	(43%)
Wind Farms	54	31	73%	85	85	(0%)
Termopernambuco	2	3	(30%)	2	22	(89%)
Customers	3	10	(72%)	22	17	31%
Other	7	0	N/A	15	9	62%
TOTAL	2,194	2,597	(16%)	6,172	7,628	(19%)

Note: Do not consider financial adjustments and capitalized provisions

5.1. Networks

5.1.1. Distribution

In 9M26, the distributors' Capex amounted to R\$ 5.7 billion, of which R\$ 3.6 billion were 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		
	9M26	9M25	Δ %	9M26	9M25	Δ %	9M26	9M25	Δ %	9M26	9M25	Δ %	9M26	9M25	Δ %	9M26	9M25	Δ %
Network Expansion	2,307	1,937	19%	464	427	9%	212	245	(14%)	565	521	8%	90	70	29%	3,637	3,200	14%
Luz para Todos Program	248	285	(13%)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	248	285	(13%)
New Connections	1,058	950	11%	342	344	(1%)	151	153	(2%)	332	366	(9%)	53	34	59%	1,936	1,847	5%
New SE's and RD's	1,000	701	43%	122	83	47%	61	92	(33%)	233	155	51%	36	36	0%	1,453	1,067	36%
Assets Renewal	340	295	15%	351	130	171%	57	58	(1%)	172	121	42%	86	67	27%	1,006	670	50%
Network Improvement	153	174	(12%)	85	46	87%	72	46	56%	80	70	15%	48	34	44%	438	369	19%
Losses and Default	76	65	16%	95	84	14%	11	7	61%	7	6	8%	35	22	56%	224	184	21%
Other	203	271	(25%)	224	74	204%	55	49	11%	152	113	34%	66	47	42%	700	554	26%
Movement of Material (Inventory x Works)	151	91	66%	78	18	338%	40	28	40%	13	15	N/A	16	39	(60%)	297	191	55%
(=) Gross Investment	3,229	2,832	14%	1,297	778	67%	447	433	3%	989	846	17%	340	279	22%	6,302	5,169	22%
GRANTS	(198)	(75)	164%	(6)	(9)	(31%)	(7)	(20)	(63%)	(93)	(58)	61%	(17)	(10)	65%	(321)	(172)	87%
(=) Net Investment	3,032	2,758	10%	1,291	769	68%	439	414	6%	896	789	14%	323	269	20%	5,981	4,997	20%
Movement of Material (Inventory x Works)	(151)	(91)	66%	(78)	(18)	338%	(40)	(28)	40%	(13)	(15)	N/A	(16)	(39)	(60%)	(297)	(191)	N/A
(+) CAPEX	2,881	2,667	8%	1,213	751	62%	399	385	4%	883	773	14%	308	230	34%	5,684	4,806	18%
Regulatory Annuity Basis	203	271	(25%)	224	74	204%	55	49	11%	152	113	34%	66	47	42%	700	554	26%
Regulatory Remuneration Basis	2,875	2,470	16%	996	686	45%	352	356	(1%)	824	718	15%	258	193	34%	5,306	4,424	20%

5.1.2. Transmission

In 9M26, the transmission companies' Capex amounted to R\$ 342 million, fully used for the final investment in transmission lots.

5.2. Generation and Customers

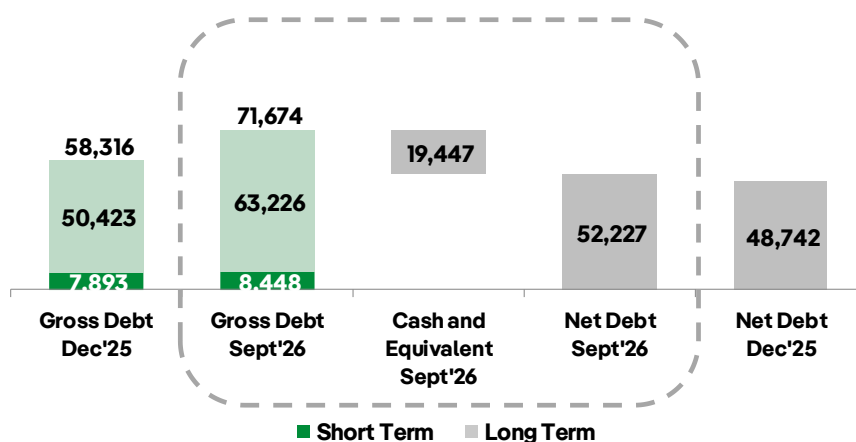
Investments made in Generation and Customers amounted to R\$ 131 million in 9M26, primarily used for the maintenance of wind farms and the industrial green solutions project.

6. INDEBTEDNESS

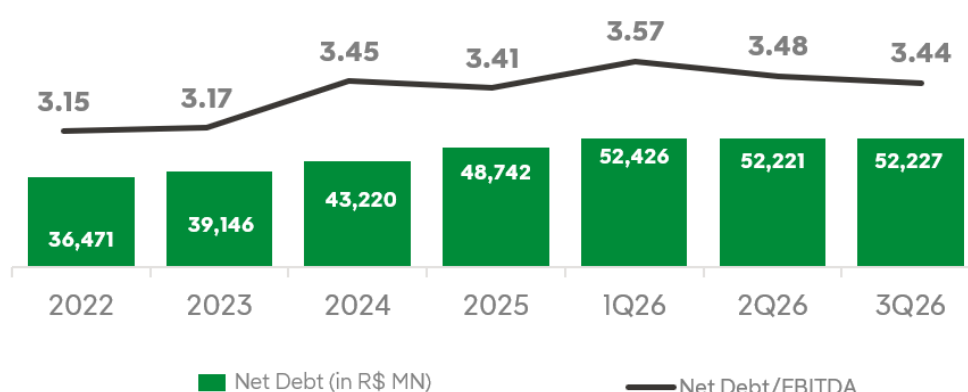
6.1. Debt Situation and Financial Leverage

As of September 2026, Neoenergia's consolidated net debt, including cash, cash equivalents, and securities, reached R\$ 52,227 million (gross debt of R\$ 71,674 million). This represents an increase of 7% (R\$ 3,485 million) compared to December 2025, primarily driven by capital expenditure (Capex) for grid projects. Regarding the breakdown of the outstanding debt, 88% of Neoenergia's debt is classified as long-term, while 12% is classified as short-term.

R\$ MN



The financial indicator Total Net debt/EBITDA increased from 3.41x in December 2025 to 3.44x in September 2026.



Considering the impact of the transmission assets incorporated in September 2026 on last-twelve-month EBITDA, the Total Net Debt/EBITDA ratio would have reached 3.29x as of September 2026.

6.2. Debt amortization schedule

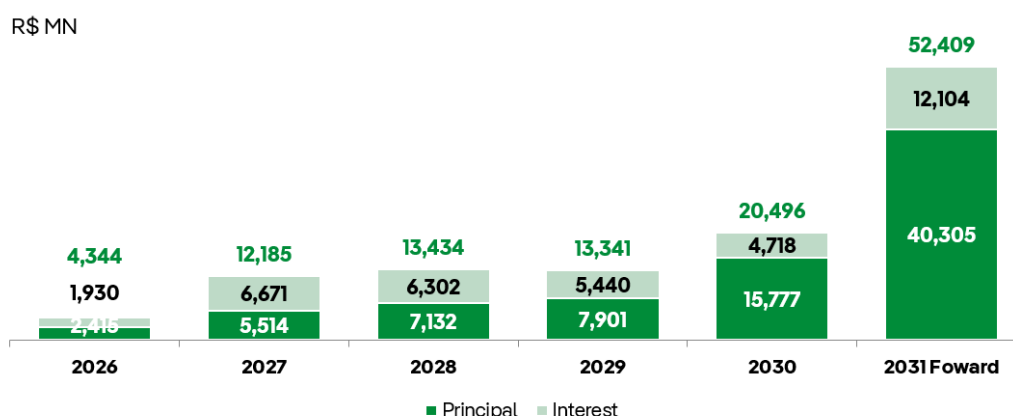
The Company seeks to align its debt structure with the financial cycle of its business, considering the specific characteristics of each company and the characteristics of their concessions and authorizations. Aiming at efficiency by reducing the cost of debt and extending its amortization profile, the 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 2026, the largest concentrations of debt payments concern Neoenergia Coelba with the estimated amount of R\$ 688 million; Neoenergia Pernambuco, with R\$ 396 million; and Neoenergia Brasília, with R\$ 300 million. The sum of the maturities for these distribution companies accounts for 57% of the consolidated volume to be amortized during this period.

In 2027, the largest concentrations of debt payments concern Neoenergia Coelba, with the estimated amount of R\$ 1.2 billion; Neoenergia Elektro, with R\$ 983 million; Neoenergia Holding, with R\$ 856 million; Neoenergia Brasília, with R\$ 700 million; and Neoenergia Pernambuco, with R\$ 541 million. The sum of the maturities for these companies accounts for 77% of the consolidated volume to be amortized during this period.

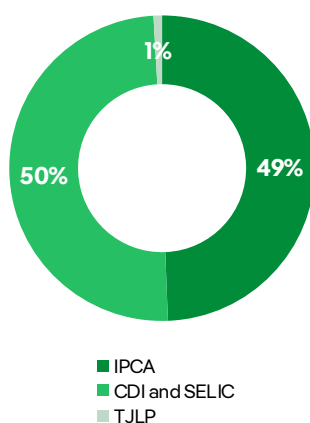
As of September 2026, the average maturity of Neoenergia's debt was 5.60 years (compared to 5.71 years in December 2025). The chart below displays the schedule of maturities of the debt principal and interest, utilizing market forward curves for the indices and currencies linked to the debt outstanding at the end of the third quarter of 2026 (3Q26).



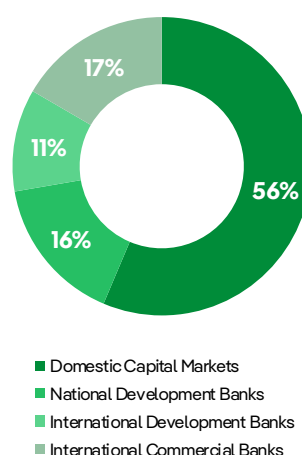
6.3. Debt profile

The charts below display the debt balance, broken down by source of funding and by indexer. The consolidated average cost of the debt in September 2026 was 11.6% (vs. 11.9% in December 2025).

NET DEBT PER INDEX (post swap)



DEBT PER FUNDING



In the third quarter of 2026 (3Q26), we raised a total of R\$ 10.4 billion. Key debt disbursements include the following:

- i. A "4131" loan disbursement from Iberdrola to Neoenergia, totaling R\$ 9.4 billion with a 4-year term, with the corresponding issuance of debentures by the Group's distribution companies with the same maturity:

- a. 25th series of debentures by Neoenergia Coelba, totaling R\$ 3.9 billion;
- b. 19th series of debentures by Neoenergia Pernambuco, totaling R\$ 2.8 billion;
- c. 7th series of debentures by Neoenergia Brasília, totaling R\$ 1.4 billion;
- d. 20th series of debentures by Neoenergia Elektro, totaling R\$ 1.0 billion;
- e. 15th series of debentures by Neoenergia Cosern, totaling R\$ 300 million.
- ii. Financing from the EIB (European Investment Bank) for Neoenergia Elektro, totaling R\$ 883 million with a 10-year term;
- iii. A "4131" loan disbursement from Crédit Agricole to Neoenergia Brasília, totaling R\$ 150 million with a 1-year term;
- iv. Financing from BNB (Banco do Nordeste) for Alto Paranaíba, totaling R\$ 45 million with a 20-year term.

7. RATING

On March 17, 2026, Standard & Poor's (S&P) reaffirmed the rating of Neoenergia and its distribution companies at "BB" on the Global Scale, capped by the sovereign rating. On the Brazil National Scale, the rating for the company and its subsidiaries is 'brAAA'.

8. ESG

Neoenergia maintains a robust Governance and Sustainability System, which guides the management of its business and its relationships with stakeholders. Defined by the Board of Directors, the company's strategy is based on creating sustainable value by providing renewable, efficient, and affordable energy, balancing economic growth, environmental responsibility, and social development.

In this context, the company contributes to the electrification of the economy through sustainable energy solutions based on renewable sources, operating in alignment with its Governance and Sustainability System and the corporate policies that guide its activities—such as the Sustainable Development Policy and the Respect for Human Rights Policy. Neoenergia also reinforces its commitment to global initiatives, including the UN Global Compact and the Sustainable Development Goals (SDGs).

Sustainability is integrated into the company's business strategy by establishing targets, the continuous monitoring of indicators, and the ongoing improvement of its management practices. This approach drives progress in priority areas such as energy transition, technological innovation, social development, and the creation of shared value for customers, employees, investors, and communities.

The results and progress achieved along this path are reported annually in Neoenergia's Sustainability Report, which underscores the company's commitment to transparency, accountability, and the generation of positive and lasting impacts for society.

Third Quarter Highlights

As part of its ongoing strategy for energy transition and the modernization of electrical infrastructure, Neoenergia has begun upgrade work on the distribution grid in Ilhabela, on the coast of São Paulo. The project entails a complex logistical and operational undertaking, carried out in compliance with strict environmental criteria and with due regard for the

region's specific characteristics. This initiative will directly benefit more than 36,000 residents, as well as the thousands of tourists who visit the municipality each year, by enhancing the reliability and quality of the power supply.

Reinforcing its commitment to energy efficiency and the dissemination of knowledge, Neoenergia and ANEEL (Brazilian Electricity Regulatory Agency) have inaugurated the ANEEL Museum of Energy Efficiency in Brasília—a cultural and educational space developed by means of the Energy Efficiency Program (PEE). The museum was designed to broaden public access to topics concerning energy, innovation, and the conscious use of energy, offering immersive experiences and educational activities tailored for students, teachers, researchers, and the general public. With an expected annual footfall of over 28,000 visitors and the capacity to provide training to approximately 13,000 people per year in its "Maker Space," the initiative strengthens the company's efforts to promote education, sustainability, and awareness regarding the efficient use of energy resources.

Neoenergia has also intensified its efforts to engage schools within its concession area, aiming to increase student participation in the 2026 edition of the National Energy Efficiency Olympiad (ONEE). Organized by ANEEL, as part of the Energy Efficiency Program (PEE), and coordinated by ABRADEE, this initiative promotes awareness regarding energy efficiency, sustainability, and innovation through educational challenges and interactive activities. With the involvement of the group's utility companies, the Olympiad engages students and teachers from the final years of elementary school through high school, helping to shape a new generation that is more conscious of responsible energy use and the challenges of the energy transition.

In the social sphere, a key highlight for the quarter was the completion of the second group of the "Potencialize" Program—a strategic initiative focused on the professional development and career boosting of Black employees at Neoenergia. More than 50 professionals completed the program, which combines training in management and leadership, practical projects, business exposure, mentorship, and dedicated spaces for listening and exchanging knowledge. The program fosters talent development and contributes to advancing the company's diversity, equity, and inclusion agenda. Since its inception, the initiative has delivered significant results, with 40% of participants receiving promotions—a testament to its effectiveness in preparing leaders and strengthening a more inclusive organizational culture.

Neoenergia has also expanded its positive impact on education and sustainability through initiatives aimed at youth development and the strengthening of local communities. In partnership with UNICEF, the company recognized 12 public schools across Bahia, Pernambuco, Rio Grande do Norte, and the Federal District for their socio-environmental education projects, developed under the "#EntreNoClima" (Join the Climate Action) call for proposals, which focuses on nature-based education. As part of the award, the institutions will receive solar photovoltaic power generation systems, sponsored by the Energy Efficiency Program (PEE). This will help reduce energy costs and encourage the adoption of sustainable practices within the school environment.

By way of Instituto Neoenergia, the company also launched the "Energia Raiz" (Root Energy) campaign, reinforcing its strategy to decentralize social investment and strengthen initiatives within the areas where it operates. In 2025, the Institute invested in 166 projects—83% of which were carried out outside of major capital cities—thereby expanding the reach of these efforts to historically underserved regions and fostering social development by valuing local communities.

Also, within the realm of education, the Instituto Neoenergia launched "Diáspora Tech," a program developed in partnership with "Obará Edutech" to train teachers and educational staff on topics such as artificial intelligence, critical thinking, and digital equity. The initiative supports educators in developing skills related to computational thinking and digital culture, contributing to an educational approach that is more innovative, inclusive, and prepared for the challenges

of technological transformation. Together, these initiatives underscore Neoenergia's commitment to promoting education, social inclusion, and sustainable development in the communities where it operates.

The company's commitment to ethics, transparency, and best governance practices has once again been recognized with the "Empresa Pró-Ética" seal for 2025–2026. This marks the sixth consecutive time Neoenergia has received this certification from the Office of the Comptroller General (CGU), which honors organizations that serve as benchmarks in promoting integrity, preventing corruption, and strengthening ethical and transparent business environments. In this edition, NC Energia—the group's energy trading arm—was also recognized for the first time.

The quarter was also marked by significant external recognition, reinforcing the relevance of the company's efforts in sustainability, innovation, and operational excellence. Neoenergia was honored at the "Iniciativas que Impactam" (Initiatives that Make an Impact) event—hosted by the Official Spanish Chamber of Commerce in Brazil in partnership with the Embassy of Spain, with five of its projects receiving recognition: the School for Female Electricians, *Junt+s*, Solar Panel Recycling, "Noronha Verde", and Green Hydrogen. The awards highlight organizations that generate a positive impact and promote sustainable development within the communities where they operate.

In the electricity sector, the Neoenergia Group maintained its prominent position at the 2026 Abradee Awards, securing seven trophies out of 11 nominations. For the second consecutive year, Neoenergia Cosern was recognized as the best energy distributor in Brazil in the national category, while Neoenergia Elektro took second place. The group's companies also stood out in the categories of Management Quality, Innovation Management, and Economic-Financial Management, as well as through regional recognitions, demonstrating consistent operational and management performance across all their distribution companies.

The company was also recognized at the National Electric Sector Circuit (CINASE)—the largest traveling event for the Brazilian electric power industry—reinforcing its leadership in innovation, technology, and operational excellence. This commitment to innovation was further highlighted at the 2026 Energy Summit Awards, one of the energy sector's premier global awards, where Neoenergia secured three honors, solidifying its position as a benchmark for technological development and solutions geared toward the energy transition.

9. OTHER MATTERS

9.1. Low-Income Customers

	3Q26						3Q25					
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	11,309	4,316	2,608	1,095	2,301	990	11,113	4,206	2,553	1,026	2,374	953
Low Income	4,138	2,010	1,275	374	364	115	4,005	1,973	1,250	413	253	116
Total	15,447	6,327	3,883	1,469	2,664	1,104	15,118	6,179	3,804	1,439	2,627	1,069

9.2. Neoenergia Elektro Adjustment

On August 24, 2026, Aneel approved a tariff adjustment for Neoenergia Elektro, resulting in an average impact of 9.58% on consumer rates, effective as of August 27, 2026.

The variation in Parcel A (non-controllable costs) was 3.44%, totaling R\$ 7,300 million, driven primarily by a 7.27% increase in transmission costs. The average pass-through price for energy purchase agreements was set at R\$ 259.76/MWh. The

variation in Parcel B (controllable costs) was 2.36%, reflecting a cumulative inflation of 4.72% since the last adjustment—calculated based on a pro-rata combination of the IGP-M and IPCA indices, in accordance with the date the amendment to the contract was signed—minus the "X-Factor" of 2.36%. Additionally, under the terms of the new contractual amendment, the Unrecoverable Revenues were reclassified from Parcel B to Parcel A. Furthermore, a new annual adjustment mechanism was introduced for deductions related to Other Revenues, as well as Revenues from Demand Overruns and Excess Reactive power consumption. Consequently, after accounting for these deductions, the final variation for Parcel B was -1.74% (R\$ 3,104 million).

9.3. Closing of Transmission Assets Transaction

On September 30, 2026, closing took place for (i) the acquisition by Neoenergia of common shares of Neoenergia Transmissão—representing 1% of the shares issued by Neoenergia Transmissão previously held by Unique Power, an investment fund wholly owned by Warrington Investment Pte. Ltd.; and (ii) the disposal by Neoenergia to Unique Power of 49% of the new shares of Neoenergia Transmissão, issued as a result of a capital increase carried out by the Company. This capital increase was carried out by means of the contribution of all equity interests held by the Company in the transmission entities Neoenergia Guanabara, Neoenergia Vale do Itajaí, Potiguar Sul, Neoenergia Morro do Chapéu, Neoenergia Estreito, Neoenergia Alto Paranaíba, and Neoenergia Paraíso, as provided for in the Share Purchase Agreement. As a result of the transaction, the Company now holds 51% of the total share capital of Neoenergia Transmissão, thereby assuming control of the entity—control which, since September 2023, had been shared with Unique Power and Warrington.

9.4. Neoenergia Brasília Tariff Review

On October 20, 2026, Aneel approved Neoenergia Brasília's tariff review, with an average impact on consumers of 1.92%, effective as of October 22, 2026.

Parcel B reached R\$ 820 million, representing a 14.4% increase compared with the amount recorded over the previous 12 months, net of other revenues and revenues from excess over demand and surplus reactive energy.

Parcel A was set at R\$ 3,173 million, representing a 3.1% increase over the period and contributing 2.5% to the final tariff adjustment. Financial components contributed -3.3% to the final tariff adjustment.

The approved Net Regulatory Asset Base amounted to R\$ 2,195 million, at October 2026 values, reflecting the full recognition of investments made.

The Tariff Review was approved on a provisional basis to allow for an assessment of the market data considered in the tariff-setting process, following the implementation of the new commercial system. Should any adjustments be required, they will be made as part of the 2027 tariff adjustment process.

Complete information on the Tariff Review is available in the results of Public Consultation (CP) No. 24/2026, available on Aneel's website.

10. RECONCILIATION NOTE

Neoenergia presents its results for the 3Q26 and 9M26 based on management analyses that the company's 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)	3Q26	3Q25	9M26	9M25	Corresponding Explanatory Notes
(+) Net Revenue	12,270	13,485	38,150	38,626	Income Statement
(-) Estimated Replacement Value of Concession	(7)	(276)	(1,022)	(1,382)	Note 5
(-) Other revenues	(339)	(255)	(848)	(753)	Note 5
(-) Other revenues	31	(12)	(8)	41	Note 5.3
(+) Contractual and regulatory penalties	(18)	(17)	(48)	(78)	Note 5.3
(+) Revenue from Operation and Maintenance	61	46	140	131	Note 5.3
(+) Photovoltaic Operations	22	0	23	0	Note 5.3
(+) Other revenues - Other revenues	2	1	5	6	Note 5.3
= Net Operating REVENUE	12,022	12,972	36,392	36,591	
(+) Costs with electric energy	(5,453)	(6,139)	(16,984)	(16,425)	Income Statement
(+) Fuel for energy production	(24)	(25)	(93)	(82)	Note 8
(+) Construction costs	(2,003)	(2,524)	(6,143)	(7,548)	Income Statement
(+) Photovoltaic Operations	(24)	(4)	(26)	(5)	Note 8
= Energy costs	(7,504)	(8,692)	(23,246)	(24,060)	
(+) Estimated replacement value of concession	7	276	1,022	1,382	Note 5
= GROSS MARGIN	4,525	4,556	14,168	13,913	
(+) Operating costs	(1,582)	(1,394)	(4,465)	(4,168)	Income Statement
(+) Sales expenses	(98)	(90)	(294)	(274)	Income Statement
(+) Other general and administrative revenues/expenses	(530)	(593)	(1,751)	(1,755)	Income Statement
(-) Fuel for energy production	24	25	93	82	Note 8
(-) Photovoltaic Operations	24	4	26	5	Note 8
(-) Depreciation	770	729	2,250	2,213	Note 8
(+) Other revenues	339	255	848	753	Note 5
(-) Gain/Loss on RAP	(31)	12	8	(41)	Note 5.3
(-) Contractual and regulatory penalties	18	17	48	78	Note 5.3
(-) Revenue from operation and maintenance	(61)	(46)	(140)	(131)	Note 5.3
(-) Photovoltaic Operations	(22)	0	(23)	0	Note 5.3
(-) Other revenues - Other revenues	(2)	(1)	(5)	(6)	Note 5.3
= Operating Expenses (PMO)	(1,151)	(1,082)	(3,405)	(3,244)	
Provisions for Delinquency (PECLD)	(143)	(117)	(449)	(415)	Income Statement
(+) Equity Income / (-) Fair value Adjustment - Investment	345	31	913	62	Income Statement
EBITDA	3,576	3,388	11,227	10,316	
(+) Depreciation and Amortization	(770)	(729)	(2,250)	(2,213)	Income Statement and Note 8
(+) Financial Income/Loss	(1,413)	(1,512)	(4,870)	(4,448)	Income Statement
(+) IR/CS	(206)	(217)	(720)	(79)	Income Statement
(+) Minority shareholders	(10)	(6)	(26)	(20)	Income Statement
NET INCOME	1,177	924	3,361	3,556	Income Statement

ANNEX I – Management DREs by Business

(base date 09/30/2026):

STATEMENT OF INCOME (R\$ MN)	NETWORKS								GENERATION AND CUSTOMERS								OTHERS							
	3Q26	3Q25	Variation		9M26	9M25	Variation		3Q26	3Q25	Variation		9M26	9M25	Variation		3Q26	3Q25	Variation		9M26	9M25	Variation	
			R\$	%			R\$	%			R\$	%			R\$	%			R\$	%			R\$	%
GROSS MARGIN	4,057	4,032	25	1%	13,022	12,575	447	4%	478	538	(60)	(11%)	1,173	1,377	(204)	(15%)	(10)	(14)	4	(29%)	(27)	(39)	12	(31%)
Operating Expenses	(942)	(899)	(43)	5%	(2,806)	(2,657)	(149)	6%	(120)	(125)	5	(4%)	(356)	(395)	39	(10%)	(89)	(58)	(31)	53%	(243)	(192)	(51)	27%
Provisions for Delinquency (PECLD)	(142)	(116)	(26)	22%	(447)	(414)	(33)	8%	(1)	(1)	-	0%	(2)	(1)	(1)	100%	-	-	-	-	-	-	-	-
(+) Equity Income / Corporate Operations	374	43	331	770%	434	46	388	843%	(29)	(18)	(11)	61%	479	10	469	4690%	-	6	(6)	(100%)	-	6	(6)	(100%)
EBITDA	3,347	3,060	287	9%	10,203	9,550	653	7%	328	394	(66)	(17%)	1,294	991	303	31%	(99)	(66)	(33)	50%	(270)	(225)	(45)	20%
Depreciation	(646)	(583)	(63)	11%	(1,876)	(1,716)	(160)	9%	(88)	(88)	-	0%	(260)	(322)	62	(19%)	(36)	(58)	22	(38%)	(114)	(175)	61	(35%)
Financial Income (Loss)	(1,438)	(1,484)	46	(3%)	(4,775)	(4,288)	(487)	11%	4	(7)	11	N/A	(45)	(93)	48	(52%)	21	(21)	42	N/A	(50)	(67)	17	(25%)
IR CS	(164)	(174)	10	(6%)	(611)	22	(633)	N/A	(42)	(50)	8	(16%)	(111)	(123)	12	(10%)	-	7	(7)	(100%)	2	22	(20)	(91%)
Removals (Minority Shareholdings)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(10)	(6)	(4)	67%	(26)	(20)	(6)	30%
NET INCOME	1,099	819	280	34%	2,941	3,568	(627)	(18%)	202	249	(47)	(19%)	878	453	425	94%	(124)	(144)	20	(14%)	(458)	(465)	7	(2%)

ANNEX II – Balance Sheet by Business

(base date 09/30/2026):

STATEMENT OF FINANCIAL POSITION - R\$Million	Networks			Generation and Customers					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	12,182	1,111	13,293	1,155	178	109	181	1,623	2,853	17,769
Trade accounts receivable and others	10,618	237	10,855	121	-	22	191	334	-	11,189
Securities and marketable securities	835	39	874	7	-	-	-	7	-	881
Derivative financial instruments	67	-	67	-	-	-	-	-	-	67
Sectoral financial assets (Portion A and others)	940	-	940	-	-	-	-	-	-	940
Public Service Concession (Contract asset)	-	2,349	2,349	-	-	-	-	-	-	2,349
Other current assets	3,617	295	3,912	70	23	47	34	174	241	4,327
TOTAL CURRENT ASSETS	28,259	4,031	32,290	1,353	201	178	406	2,138	3,094	37,522
NON-CURRENT ASSETS										
Trade accounts receivable and others	381	-	381	-	-	-	12	12	-	393
Securities and marketable securities	100	13	113	582	-	-	2	584	100	797
Derivative financial instruments	164	-	164	6	-	-	-	6	29	199
Sectoral financial assets (Portion A and others)	28	-	28	-	-	-	-	-	-	28
Public service Concession (financial assets)	2,279	-	2,279	-	-	-	-	-	-	2,279
Public service Concession (contractual assets)	6,629	24,421	31,050	-	-	-	-	-	-	31,050
Investments in subsidiaries, associates and joint ventures	-	-	-	-	718	-	8	726	-	726
Right of use	180	6	186	41	1	-	2	44	2	232
Property, Plant & Equipment ("PP&E")	-	46	46	7,383	1,016	882	13	9,294	66	9,406
Intangible assets	50,054	110	50,164	112	652	1	47	812	1	50,977
Other non-current assets	4,779	934	5,713	401	20	143	62	626	337	6,676
TOTAL NON-CURRENT ASSETS	64,594	25,530	90,124	8,525	2,407	1,026	146	12,104	535	102,763
TOTAL ASSETS	92,853	29,561	122,414	9,878	2,608	1,204	552	14,242	3,629	140,285
CURRENT LIABILITIES										
Suppliers and accounts payable to contractors and covenant contracts	4,182	115	4,297	97	12	17	67	193	150	4,640
Loans and financing	5,660	1,183	6,843	257	1	-	-	258	856	7,957
Derivative financial instruments	305	124	429	-	-	3	7	10	119	558
Sectoral financial liabilities (Portion A and others)	354	-	354	-	-	-	-	-	-	354
Other current liabilities	5,525	980	6,505	742	44	9	192	987	88	7,404
TOTAL CURRENT LIABILITIES	16,026	2,402	18,428	1,096	57	29	266	1,448	1,037	20,913
NON-CURRENT LIABILITIES										
Suppliers and accounts payable to contractors and covenant contracts	245	-	245	-	-	-	-	-	-	245
Loans and financing	38,209	8,053	46,262	2,829	150	-	-	2,979	12,995	62,236
Derivative financial instruments	685	5	690	-	-	-	2	2	497	1,189
Sectoral financial liabilities (Portion A and others)	1,379	-	1,379	-	-	-	-	-	-	1,379
Other non-current liabilities	15,450	5,129	20,579	291	229	50	64	634	9,428	11,785
TOTAL NON-CURRENT LIABILITIES	55,968	13,187	69,155	3,120	379	50	66	3,615	4,064	76,834
TOTAL LIABILITIES	71,994	15,589	87,583	4,216	436	79	332	5,063	5,101	97,747
NET EQUITY										
Attributable to controlling interest	20,763	7,700	28,463	5,640	1,909	1,125	220	8,894	(1,211)	36,146
Attributable to non-controlling interest	96	6,271	6,367	22	263	-	-	285	(260)	6,392
TOTAL NET EQUITY	20,859	13,971	34,830	5,662	2,172	1,125	220	9,179	(1,471)	42,538
TOTAL LIABILITIES AND NET EQUITY	92,853	29,560	122,413	9,878	2,608	1,204	552	14,242	3,630	140,285
DEBT										
Gross debt										
ASSETS										
CURRENT ASSETS										
Cash and cash equivalents	12,182	1,111	13,293	1,155	178	109	181	1,623	2,853	17,769
Securities and marketable securities	835	39	874	7	-	-	-	7	-	881
Derivative financial instruments	67	-	67	-	-	-	-	-	-	67
NON-CURRENT ASSETS										
Securities and marketable securities	100	13	113	582	-	-	2	584	100	797
Derivative financial instruments	164	-	164	6	-	-	-	6	29	199
LIABILITIES										
CURRENT LIABILITIES										
Loans and financing	5,660	1,183	6,843	257	1	-	-	258	856	7,957
Derivative financial instruments	305	124	429	-	-	3	7	10	119	558
NON-CURRENT LIABILITIES										
Loans and financing	38,209	8,053	46,262	2,829	150	-	-	2,979	12,995	62,236
Derivative financial instruments	685	5	690	-	-	-	2	2	497	1,189
Total Gross Debt	44,628	9,365	53,993	3,080	151	3	9	3,243	14,438	71,674
Total Net Debt	31,511	8,202	39,713	1,336	(27)	(106)	(174)	1,029	11,485	52,227

ANNEX III – Consolidated Cash Flow

(base date 09/30/2026):

OPERATING ACTIVITIES CASH FLOW - R\$ Million	9M26	9M25
Net Income for the Period/Fiscal Year	3,387	3,576
Adjusted by:		
Depreciation and amortization	2,300	2,259
Write-off of non-current assets	157	116
Equity Income	(53)	1
Fair value adjustment/ Impairment	(860)	(63)
Income taxes paid	720	79
Financial income (expenses), net	4,870	4,448
Concession's estimated replacement value	(1,022)	(1,382)
Changes in working capital:		
Receivables from clients and other	(340)	(203)
Public Service Concession (Contract assets - Transmission)	(713)	(3,649)
Suppliers and accounts payable to contractors and covenant contracts	(249)	17
Wages, employment benefits and charges payable, net	(148)	(160)
Sectoral financial assets and liabilities, net (Portion A and others)	(357)	(979)
Other recoverable (payable) taxes and sectoral charges, net	(362)	93
Provisions, net of judicial deposits	28	(184)
Other net assets and liabilities	(826)	(33)
Net Cash generated from operations	6,532	3,936
Dividends and interest on own capital received	85	85
Payment of debt charges	(3,171)	(2,546)
Derivative financial instruments paid, net	(806)	(859)
Income from financial investments	815	657
Payment of interest – Leases	(30)	(24)
Income taxes paid	(211)	(271)
Cash generated by operating activities	3,214	978
Cash flow from investing activities		
Divestiture of equity interest - Geração Céu Azul S.A.	-	1,050
Disposal of equity interest - Neoenergia Itabapoana (Note 15.3)	-	115
Cash acquired in business combination (Note 15.4)	155	-
Divestiture of equity interest - Energética Águas da Pedra S.A.	2,077	-
Consideration transferred for the acquisition of control (Note 15.4)	(49)	-
Acquisition of property, plant and equipment and intangible assets	(162)	(182)
Capital increase in investees	(5)	(3)
Public service concession (Contract asset – Distribution)	(6,121)	(5,087)
Acquisition of securities and marketable securities	(2,601)	(1,024)
Redemption of debt securities and marketable securities	2,183	938
Cash flow generated by (used in) investing activities	(4,523)	(4,193)
Cash flow from financing activities		
Funds raised through loans and financing	17,532	6,915
Payment of fundraising costs	(185)	(235)
Amortization of principal from loans and financing	(7,555)	(6,039)
Collateral deposits	(130)	(36)
Public Service Concessions obligations	335	203
Payment of principal - Leases	(60)	(56)
Derivative financial instruments received (paid), net	(58)	760
Dividends and interest on own capital paid to controlling interest	(984)	-
Dividends and interest on own capital paid to non-controlling interest	(1)	(2)
Capital increase	701	-
Disposal of equity interest in subsidiaries	1,731	23
Repurchase of treasury shares	(701)	(5)
Cash flow generated by financing activities	10,625	1,528
Increase (decrease) in cash and cash equivalents for the period	9,316	(1,687)
Cash and cash equivalents at the beginning of the period	8,453	7,730
Cash and cash equivalents at the end of the period	17,769	6,043



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).