

DESTAQUES (R\$ MM) 2T25	2T25	2T24	Δ %	6M25	6M24	Δ %
Receita Operacional Líquida	12.194	10.983	11%	23.619	22.003	7%
Margem Bruta	4.415	4.111	7%	9.357	8.768	7%
Despesas Operacionais	(1.098)	(1.053)	4%	(2.162)	(2.086)	4%
EBITDA	3.211	2.970	8%	6.928	6.477	7%
Resultado Financeiro	(1.375)	(1.187)	16%	(2.936)	(2.480)	18%
Lucro Atribuído aos Controladores	1.631	815	100%	2.632	1.942	36%
Ativo Financeiro da Concessão (VNR)	454	293	55%	1.106	711	56%
IFRS 15 + Operações Corporativas	162	248	(35%)	446	518	(14%)
EBITDA Caixa	2.595	2.429	7%	5.376	5.248	2%

INDICADORES OPERACIONAIS						
Energia Injetada (GWh) (cativo + livre + GD)	21.887	21.389	2,3%	44.841	43.553	3,0%
Energia Distribuída (GWh) (SIN + Sistema Isolado + GD)	19.278	18.990	1,5%	38.685	37.953	1,9%
Número de Clientes (mil)	16.810	16.497	2%			

Indicadores Financeiros de Dívida	2T25	2024	Variação
Dívida Líquida(1)/EBITDA(2)	3,46	3,45	0,01
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 +2,3% da energia injetada, incluindo GD, no 2T25 e de 3,0% no 6M25;
- Despesas operacionais controladas: +4% no 2T25 e 6M25, absorvendo inflação e crescimento de mercado;
- EBITDA Caixa: R\$ 2,6 bilhões no 2T25 (+7% vs. 2T24) e R\$ 5,4 bilhões (+2% vs. 6M24), destaque para os reajustes de parcela B de Neoenergia Coelba e Cosern e revisão tarifária de Neoenergia Pernambuco;
- Impacto positivo de R\$ 869 milhões pelo reconhecimento de créditos tributários, devido à exclusão da atualização financeira do indébito tributário de PIS/COFINS da base de cálculo do IRPJ e CSLL;
- Lucro: R\$ 1,6 bilhão no 2T25 (+100% vs. 2T24) e 2,6 bilhões (+36% vs. 6M24);
- CAPEX de R\$ 2,8 bilhões no 2T25, sendo R\$ 1,7 bilhão em distribuição levando à uma RAB de R\$ 41,8 Bi;
- Dívida Líquida/EBITDA de 3,46x no 2T25, vs. 3,45x no 4T24;
- Entregas parciais no 2T25 de Vale do Itajaí e Morro do Chapéu, RAP de R\$ 132 milhões;
- Rotação de Ativos: *Closing* venda de Baixo Iguaçu (R\$ 1,0 Bi de *Equity Value*).

CONFERÊNCIA DE RESULTADOS 2T25

Quarta-feira, 23 de julho de 2025

Horário: 10:00 (BRT) | 9:00 (ET)

(com tradução simultânea para o inglês)

Acesso ao Webcast: https://tenmeetings.com.br/ten-events/#/webinar?evento=ConferenciadeResultados2T25-Neoenergia_250

SUMÁRIO

1.	DESEMPENHO OPERACIONAL	4
1.1.	Redes	4
1.2.	Geração e Clientes	14
1.2.1.	Renováveis	14
1.2.2.	Térmica	16
2.	DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO	17
2.1.	Consolidado	17
2.2.	Redes	19
2.3.	Geração e Clientes	26
3.	EBITDA	28
4.	RESULTADO FINANCEIRO	29
5.	INVESTIMENTOS	29
5.1.	Redes	30
5.2.	Geração e Clientes	30
6.	ENDIVIDAMENTO	30
6.1.	Posição de Dívida e Alavancagem Financeira	30
6.2.	Cronograma de amortização das dívidas	31
6.3.	Perfil Dívida	32
7.	RATING	33
8.	MERCADO DE CAPITALIS	33
9.	ESG	33
10.	OUTROS TEMAS	36
10.1.	Clientes Baixa Renda	36
10.2.	Reajuste Neoenergia Coelba e Cosern	36
10.3.	Revisão Neoenergia Pernambuco	36
10.4.	Venda de participação da LT Itabapoana	37
10.5.	Closing da Venda da participação da UHE Baixo Iguaçu	37
10.6.	Parceria para Autoprodução com a Nexus	37
10.7.	Parceria para Autoprodução com a Ambev	37
10.8.	Contrato de Financiamento com o Banco Europeu de Investimentos (BEI)	38
11.	NOTA DE CONCILIAÇÃO	38

ANEXO I – DREs Gerenciais por Negócio	40
ANEXO II – Balanço Patrimonial por Negócio	41
ANEXO III – Fluxo de Caixa Consolidado	42

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 2T25 com 16,8 milhões de consumidores ativos (+1,9% vs. 2T24), conforme tabela abaixo:

Número de Consumidores (milhares)	2T25						2T24						VARIAÇÃO					
	Consolidado	 Neoenergia Ceará	 Neoenergia Paraná	 Neoenergia Cuiabá	 Neoenergia Belo	 Neoenergia Belo	Consolidado	 Neoenergia Ceará	 Neoenergia Paraná	 Neoenergia Cuiabá	 Neoenergia Belo	 Neoenergia Belo	Consolidado	 Neoenergia Ceará	 Neoenergia Paraná	 Neoenergia Cuiabá	 Neoenergia Belo	Neoenergia Belo
Residencial	15.010	6.131	3.773	1.431	2.614	1.060	14.683	5.982	3.684	1.403	2.568	1.046	327	150	89	28	46	14
Industrial	38	10	6	2	19	1	38	10	6	2	19	1	0	0	0	0	(0)	(0)
Comercial	1.113	441	226	114	212	119	1.115	443	228	113	211	120	(2)	(2)	(2)	1	1	(0)
Rural	472	175	116	46	126	10	488	184	121	48	126	10	(16)	(9)	(5)	(2)	(0)	(0)
Outros	177	72	35	30	34	7	173	71	34	29	33	6	4	1	1	1	1	0
Total	16.810	6.829	4.156	1.622	3.005	1.197	16.497	6.689	4.073	1.595	2.957	1.183	313	140	83	28	48	14

1.1.1.2. Evolução do Mercado

A energia distribuída (cativo + livre + GD) foi 19.278 GWh no 2T25 (+1,5% vs. 2T24) e 38.685 GWh no 6M25 (+1,9% vs. 6M24), em razão da maior base de clientes que compensaram as menores temperaturas. Vale destacar que conforme as distribuidoras passam por revisões tarifárias, seus mercados de referência são ajustados de modo a compensar as migrações para geração distribuída.

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

Resultados em 30 de junho de 2025
Publicado em 22 de julho de 2025



Energia Distribuída (GWh)	Neoenergia Coelba			Neoenergia Pernambuco			Neoenergia Cosern			Neoenergia Elektro			Neoenergia Brasília			CONSOLIDADO		
	2T25	2T24	%	2T25	2T24	%	2T25	2T24	%	2T25	2T24	%	2T25	2T24	%	2T25	2T24	%
Residencial	2.023	2.059	(1,7%)	1.502	1.546	(2,8%)	611	644	(5,2%)	1.323	1.362	(2,9%)	630	638	(1,2%)	6.089	6.249	(2,6%)
Industrial	61	119	(49,0%)	44	83	(46,9%)	20	32	(35,2%)	106	200	(47,0%)	6	6	(4,1%)	237	439	(46,1%)
Comercial	564	701	(19,5%)	346	480	(27,8%)	150	187	(19,8%)	410	509	(19,5%)	274	352	(22,2%)	1.745	2.229	(21,7%)
Rural	700	619	13,1%	115	102	11,7%	74	68	8,8%	193	217	(11,2%)	29	34	(14,9%)	1.110	1.040	6,7%
Outros	589	691	(14,7%)	348	373	(6,7%)	162	159	1,8%	286	314	(9,0%)	247	317	(22,1%)	1.633	1.855	(12,0%)
Mercado Cativo	3.937	4.188	(6,0%)	2.355	2.584	(8,8%)	1.018	1.091	(6,7%)	2.318	2.602	(10,9%)	1.186	1.347	(12,0%)	10.814	11.812	(8,5%)
Industrial	1.225	1.149	6,6%	723	706	2,4%	324	294	10,3%	1.981	1.853	6,9%	140	136	3,0%	4.394	4.139	6,2%
Comercial	444	360	23,2%	402	338	19,2%	117	98	19,7%	381	294	29,4%	232	182	27,8%	1.576	1.272	23,9%
Rural	19	7	189,2%	18	9	89,9%	7	0	2953,3%	63	56	12,5%	1	1	17,6%	109	74	47,4%
Outros	229	117	95,7%	132	126	5,0%	45	43	3,7%	182	146	24,5%	56	0	12337,1%	644	433	48,7%
Suprimentos	0	0	-	66	56	17,2%	1	0	-	0	0	-	39	35	9,5%	106	92	14,8%
Mercado Livre + Suprimento	1.917	1.633	17,4%	1.342	1.235	8,6%	493	435	13,4%	2.607	2.350	10,9%	469	355	32,0%	6.828	6.009	13,6%
Residencial	300	189	58,7%	193	144	33,7%	146	95	53,3%	125	88	43,0%	44	30	45,7%	808	546	47,9%
Industrial	14	8	69,5%	23	21	7,7%	7	6	16,2%	16	12	27,9%	2	2	44,5%	62	50	25,5%
Comercial	191	131	45,3%	147	119	24,4%	85	65	30,1%	110	77	42,7%	96	74	30,8%	629	466	35,1%
Rural	45	32	39,4%	17	14	19,2%	10	5	89,9%	38	30	25,7%	6	4	42,6%	115	86	34,5%
Outros	3	2	64,1%	5	10	(51,8%)	3	2	27,3%	7	5	38,9%	3	2	49,0%	21	22	(2,4%)
Energia de compensação GD	554	363	52,4%	385	308	24,8%	250	173	44,1%	296	212	39,5%	151	111	35,8%	1.636	1.169	40,0%
Residencial	2.323	2.248	3,4%	1.695	1.690	0,3%	757	739	2,3%	1.448	1.450	(0,1%)	674	668	0,9%	6.897	6.795	1,5%
Industrial	1.300	1.276	1,9%	790	810	(2,5%)	351	331	6,0%	2.103	2.065	1,8%	149	144	3,1%	4.693	4.627	1,4%
Comercial	1.199	1.192	0,5%	896	936	(4,3%)	351	350	0,5%	901	881	2,3%	602	608	(0,8%)	3.950	3.967	(0,4%)
Rural	764	658	16,2%	149	126	18,4%	92	74	24,2%	294	303	(3,2%)	36	39	(7,6%)	1.335	1.200	11,2%
Outros	822	810	1,4%	485	510	(4,8%)	209	204	2,4%	475	466	2,1%	306	320	(4,3%)	2.298	2.309	(0,5%)
Suprimentos	0	0	-	66	56	17,2%	1	0	-	0	0	-	39	35	9,5%	106	92	14,4%
Total Energia Distribuída (cativo + livre + GD)	6.408	6.184	3,6%	4.082	4.128	(1,1%)	1.761	1.699	3,7%	5.220	5.164	1,1%	1.806	1.815	(0,5%)	19.278	18.990	1,5%

Energia Distribuída (GWh)	Neoenergia Coelba			Neoenergia Pernambuco			Neoenergia Cosern			Neoenergia Elektro			Neoenergia Brasília			CONSOLIDADO		
	6M25	6M24	%	6M25	6M24	%	6M25	6M24	%	6M25	6M24	%	6M25	6M24	%	6M25	6M24	%
Residencial	4.153	4.217	(1,5%)	3.049	3.126	(2,4%)	1.243	1.306	(4,8%)	2.890	2.924	(1,2%)	1.281	1.284	(0,2%)	12.616	12.858	(1,9%)
Industrial	126	259	(51,6%)	95	164	(42,4%)	43	63	(31,7%)	217	403	(46,1%)	6	14	(54,4%)	487	903	(46,1%)
Comercial	1.160	1.431	(19,0%)	702	955	(26,5%)	309	378	(18,3%)	879	1.073	(18,1%)	568	711	(20,0%)	3.618	4.548	(20,4%)
Rural	1.239	1.121	10,5%	230	218	5,2%	164	169	(2,8%)	382	437	(12,6%)	50	61	(18,7%)	2.064	2.006	2,9%
Outros	1.167	1.361	(14,2%)	695	757	(8,1%)	313	309	1,4%	583	630	(7,4%)	500	643	(22,4%)	3.259	3.700	(11,9%)
Mercado Cativo	7.845	8.390	(6,5%)	4.771	5.220	(8,6%)	2.072	2.225	(6,9%)	4.951	5.467	(9,4%)	2.406	2.714	(11,4%)	22.044	24.016	(8,2%)
Industrial	2.395	2.215	8,1%	1.423	1.360	4,6%	624	572	9,0%	3.838	3.555	7,9%	273	264	3,5%	8.552	7.966	7,4%
Comercial	869	701	24,0%	785	644	21,8%	226	189	19,3%	763	605	26,2%	445	352	26,3%	3.087	2.491	23,9%
Rural	36	11	219,7%	31	19	63,0%	21	1	1613,6%	124	109	13,8%	3	3	15,4%	216	143	50,4%
Outros	456	234	94,9%	261	223	17,1%	89	86	3,6%	372	280	32,9%	110	0	24266,4%	1.288	824	56,4%
Suprimentos	0	0	29,1%	129	116	11,6%	1	1	25,6%	0	0	-	54	58	(7,1%)	184	175	5,5%
Mercado Livre + Suprimento	3.756	3.161	18,8%	2.629	2.362	11,3%	962	850	13,1%	5.097	4.549	12,0%	884	677	30,6%	13.328	11.599	14,9%
Residencial	614	385	59,3%	395	288	36,9%	286	190	50,7%	273	186	47,1%	81	57	41,1%	1.649	1.107	49,0%
Industrial	30	19	59,8%	47	41	12,8%	15	12	16,2%	32	25	28,2%	4	3	44,3%	128	101	26,7%
Comercial	395	272	45,0%	291	240	21,4%	169	130	30,2%	232	157	47,7%	181	143	26,6%	1.268	942	34,6%
Rural	86	52	65,8%	35	25	41,4%	19	8	131,2%	77	59	29,4%	10	7	44,2%	227	151	50,2%
Outros	7	5	35,2%	9	15	(37,0%)	5	4	21,4%	14	10	40,9%	5	3	77,2%	41	37	10,1%
Energia de compensação GD	1.132	733	54,3%	776	609	27,6%	494	345	43,3%	628	437	43,7%	282	213	32,0%	3.313	2.338	41,7%
Residencial	4.767	4.603	3,6%	3.444	3.414	0,9%	1.529	1.496	2,2%	3.163	3.110	1,7%	1.362	1.342	1,5%	14.265	13.964	2,2%
Industrial	2.550	2.493	2,3%	1.564	1.565	(0,1%)	682	648	5,2%	4.087	3.984	2,6%	284	281	1,1%	9.167	8.970	2,2%
Comercial	2.424	2.405	0,8%	1.778	1.840	(3,3%)	703	697	1,0%	1.873	1.834	2,1%	1.194	1.206	(1,0%)	7.973	7.981	(0,1%)
Rural	1.361	1.184	14,9%	296	262	12,8%	205	179	14,8%	583	605	(3,7%)	63	71	(11,2%)	2.507	2.301	9,0%
Outros	1.630	1.600	1,9%	965	994	(2,9%)	408	400	2,1%	970	920	5,4%	614	647	(5,0%)	4.588	4.560	0,6%
Suprimentos	0	0	-	129	116	11,6%	1	1	-	0	0	-	54	58	(7,1%)	184	175	5,5%
Total Energia Distribuída (cativo + livre + GD)	12.732	12.283	3,7%	8.177	8.191	(0,2%)	3.528	3.420	3,2%	10.677	10.453	2,1%	3.571	3.604	(0,9%)	38.685	37.953	1,9%

O consumo total residencial consolidou 6.897 GWh no 2T25, +1,5% vs. 2T24, e 14.265 GWh no 6M25, +2,2% vs. 6M24, apresentando incremento nas 5 distribuidoras.

O consumo da classe industrial apresentou crescimento de +1,4% vs. 2T24 com destaque para os crescimentos na Neoenergia Cosern (+6,0%) e Neoenergia Brasília (+3,1%), explicado pelo bom desempenho dos setores de minerais não metálicos e extrativismo. No acumulado, o crescimento é de +2,2% vs. 6M24, com destaque também para o crescimento na Neoenergia Cosern (+5,2%) e na Neoenergia Elektro (+2,6%).

A classe comercial consolidou 3.950 GWh no 2T25 e 7.973 GWh no 6M25, em linha com o 2T24 e o 6M24.

A classe rural encerrou o trimestre com consumo de 1.335 GWh (+11,2% vs. 2T24) e de 2.507 GWh no 6M25 (+9,0% vs. 6M24), devido a maior demanda por irrigação por menor volume de chuvas, sobretudo, nas áreas de concessão de Neoenergia Coelba, Pernambuco e Cosern.

As outras classes (serviço público, poder público, iluminação pública e uso próprio) totalizaram 2.298 GWh de consumo no 2T25, e 4.588 GWh no 6M25 em linha com os mesmos períodos do ano anterior.

1.1.1.3. Balanço Energético

A energia injetada total, incluindo GD, foi de 21.887 GWh no 2T25, +2,3% vs. 2T24, e de 44.841 GWh no 6M25, +3,0% vs. 6M24, influenciado por maior base de clientes que compensaram as menores temperaturas.

BALANÇO ENERGÉTICO (GWh)	2T25	2T24	2T25 x 2T24		6M25	6M24	6M25 x 6M24	
			Dif	%			Dif	%
CONSOLIDADO								
Mercado Cativo	10.814	11.812	(998)	(8,4%)	22.044	24.016	(1.972)	(8,2%)
Mercado Livre + Suprimento	6.828	6.009	819	13,6%	13.328	11.599	1.729	14,9%
Energia Distribuída (A)	17.642	17.821	(179)	(1,0%)	35.371	35.615	(244)	(0,7%)
Energia Perdida (B)	2.710	2.605	105	4,0%	5.500	5.391	109	2,0%
Não Faturado (C)	(486)	(372)	(114)	30,6%	(166)	(138)	(28)	20,3%
SIN + Sistema Isolado (D) = (A) + (B) + (C)	19.865	20.054	(188)	(0,9%)	40.706	40.869	(163)	(0,4%)
Energia Injetada pela GD (E)	2.022	1.335	687	51,5%	4.135	2.684	1.451	54,1%
ENERGIA INJETADA TOTAL (F) = (D) + (E)	21.887	21.389	498	2,3%	44.841	43.553	1.288	3,0%



Mercado Cativo	3.937	4.188	(250)	(6,0%)	7.845	8.390	(545)	(6,5%)
Mercado Livre + Suprimento	1.917	1.633	284	17,4%	3.756	3.161	595	18,8%
Energia Distribuída (A)	5.855	5.821	34	0,6%	11.600	11.551	49	0,4%
Energia Perdida (B)	1.121	1.055	66	6,3%	2.269	2.165	104	4,8%
Não Faturado (C)	(137)	(124)	(14)	10,5%	23	(2)	25	N/A
SIN + Sistema Isolado (D) = (A) + (B) + (C)	6.839	6.753	86	1,3%	13.892	13.714	178	1,3%
Energia Injetada pela GD (E)	690	421	269	63,9%	1.425	891	534	59,9%
ENERGIA INJETADA TOTAL (F) = (D) + (E)	7.529	7.174	355	4,9%	15.317	14.605	712	4,9%



Mercado Cativo	2.355	2.584	(229)	(8,9%)	4.771	5.220	(449)	(8,6%)
Mercado Livre + Suprimento	1.342	1.235	106	8,7%	2.629	2.362	267	11,3%
Energia Distribuída (A)	3.697	3.819	(122)	(3,2%)	7.400	7.582	(182)	(2,4%)
Energia Perdida (B)	888	833	55	6,6%	1.753	1.725	28	1,6%
Não Faturado (C)	(84)	(115)	31	(27,0%)	(36)	(8)	(28)	350,0%
SIN + Sistema Isolado (D) = (A) + (B) + (C)	4.501	4.537	(36)	(0,8%)	9.118	9.300	(182)	(2,0%)
Energia Injetada pela GD (E)	480	338	142	42,0%	971	663	308	46,5%
ENERGIA INJETADA TOTAL (F) = (D) + (E)	4.981	4.875	106	2,2%	10.089	9.963	126	1,3%

BALANÇO ENERGÉTICO (GWh)	2T25	2T24	2T25 x 2T24		6M25	6M24	6M25 x 6M24	
			Dif	%			Dif	%
Neoenergia Cosern								
Mercado Cativo	1.018	1.091	(73)	(6,7%)	2.072	2.225	(153)	(6,9%)
Mercado Livre + Suprimento	493	435	58	13,3%	962	850	112	13,2%
Energia Distribuída (A)	1.511	1.526	(15)	(1,0%)	3.034	3.075	(41)	(1,3%)
Energia Perdida (B)	116	136	(20)	(14,7%)	255	295	(39)	(13,6%)
Não Faturado (C)	6	(37)	43	N/A	(29)	(36)	7	(19,4%)
SIN + Sistema Isolado (D) = (A) + (B) + (C)	1.633	1.625	8	0,5%	3.260	3.334	(74)	(2,2%)
Energia Injetada pela GD (E)	303	191	112	58,6%	597	387	210	54,3%
ENERGIA INJETADA TOTAL (F) = (D) + (E)	1.936	1.816	120	6,6%	3.857	3.721	136	3,7%
Neoenergia Elektro								
Mercado Cativo	2.318	2.602	(284)	(10,9%)	4.951	5.467	(516)	(9,4%)
Mercado Livre + Suprimento	2.607	2.350	257	10,9%	5.097	4.549	548	12,0%
Energia Distribuída (A)	4.924	4.952	(28)	(0,6%)	10.048	10.016	32	0,3%
Energia Perdida (B)	353	363	(9)	(2,8%)	753	788	(35)	(4,4%)
Não Faturado (C)	(266)	(79)	(187)	236,7%	(132)	(79)	(53)	67,1%
SIN + Sistema Isolado (D) = (A) + (B) + (C)	5.012	5.236	(224)	(4,3%)	10.669	10.726	(57)	(0,5%)
Energia Injetada pela GD (E)	380	250	130	52,0%	799	499	300	60,1%
ENERGIA INJETADA TOTAL (F) = (D) + (E)	5.392	5.486	(94)	(1,7%)	11.468	11.225	243	2,2%
Neoenergia Brasilia								
Mercado Cativo	1.186	1.347	(162)	(12,0%)	2.406	2.714	(308)	(11,3%)
Mercado Livre + Suprimento	469	355	114	32,1%	884	677	207	30,6%
Energia Distribuída (A)	1.654	1.702	(48)	(2,8%)	3.289	3.391	(102)	(3,0%)
Energia Perdida (B)	231	218	13	6,0%	470	418	52	12,4%
Não Faturado (C)	(5)	(17)	12	(70,6%)	8	(13)	21	N/A
SIN + Sistema Isolado (D) = (A) + (B) + (C)	1.880	1.903	(23)	(1,2%)	3.767	3.795	(28)	(0,7%)
Energia Injetada pela GD (E)	168	134	34	25,4%	343	243	99	41,2%
ENERGIA INJETADA TOTAL (F) = (D) + (E)	2.049	2.037	12	0,6%	4.110	4.038	72	1,8%

NOTA: Energia Distribuída não considera energia de compensação GD.

1.1.1.4. Perdas

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

DISTRIBUIDORAS	Perdas 12 meses (%)															
	Perda Técnica					Perda Não Técnica					Perda Total					
	2T24	3T24	4T24	1T25	2T25	2T24	3T24	4T24	1T25	2T25	2T24	3T24	4T24	1T25	2T25	Aneel 25
 Neoenergia Coelba	10,73%	10,91%	10,91%	10,88%	10,87%	5,38%	4,81%	4,78%	4,91%	4,99%	16,11%	15,72%	15,69%	15,79%	15,86%	16,41%
 Neoenergia Pernambuco	9,16%	9,31%	9,60%	9,61%	9,47%	8,95%	8,46%	8,33%	8,38%	8,64%	18,11%	17,77%	17,93%	17,98%	18,11%	16,59%
 Neoenergia Cosern	7,76%	7,85%	7,72%	7,78%	8,22%	0,95%	0,32%	0,88%	(0,01%)	(0,22%)	8,71%	8,18%	8,60%	7,77%	7,99%	11,42%
 Neoenergia Elektro	5,93%	5,94%	5,95%	5,95%	5,94%	1,82%	1,39%	0,83%	1,21%	0,42%	7,75%	7,33%	6,77%	7,16%	6,37%	7,64%
 Neoenergia Brasília	8,20%	8,23%	8,34%	8,37%	8,44%	2,95%	2,78%	2,96%	3,64%	3,93%	11,15%	11,02%	11,30%	12,01%	12,38%	11,71%

DISTRIBUIDORAS	Perdas totais 12 meses (GWh)															
	Perda Técnica					Perda Não Técnica					Perda Total					
	2T24	3T24	4T24	1T25	2T25	2T24	3T24	4T24	1T25	2T25	2T24	3T24	4T24	1T25	2T25	Aneel 25
 Neoenergia Coelba	2.928	2.987	2.965	2.967	2.975	1.466	1.318	1.299	1.341	1.354	4.394	4.304	4.264	4.309	4.329	4.622
 Neoenergia Pernambuco	1.648	1.681	1.742	1.729	1.700	1.609	1.528	1.511	1.519	1.567	3.257	3.209	3.253	3.248	3.267	2.947
 Neoenergia Cosern	514	520	511	509	538	63	21	58	1	0,4	577	541	569	510	538	804
 Neoenergia Elektro	1.255	1.267	1.269	1.279	1.264	386	297	176	259	94	1.640	1.563	1.445	1.538	1.358	1.648
 Neoenergia Brasília	639	639	638	639	644	230	216	227	279	299	868	856	864	918	943	881

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

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

A Neoenergia Coelba apresentou perdas totais 12 meses de 15,86% no 2T25, se enquadrando no seu limite regulatório de 16,41%.

Na Neoenergia Pernambuco, o indicador encerrou o 2T25 em 18,11%, ainda acima do patamar regulatório de 16,59%.

Já a Neoenergia Cosern finalizou o 2T25 em 7,99%, permanecendo abaixo do seu limite regulatório de 11,42%.

Assim como a Neoenergia Elektro, que encerrou o período em 6,37%, também abaixo do limite regulatório de 7,64%.

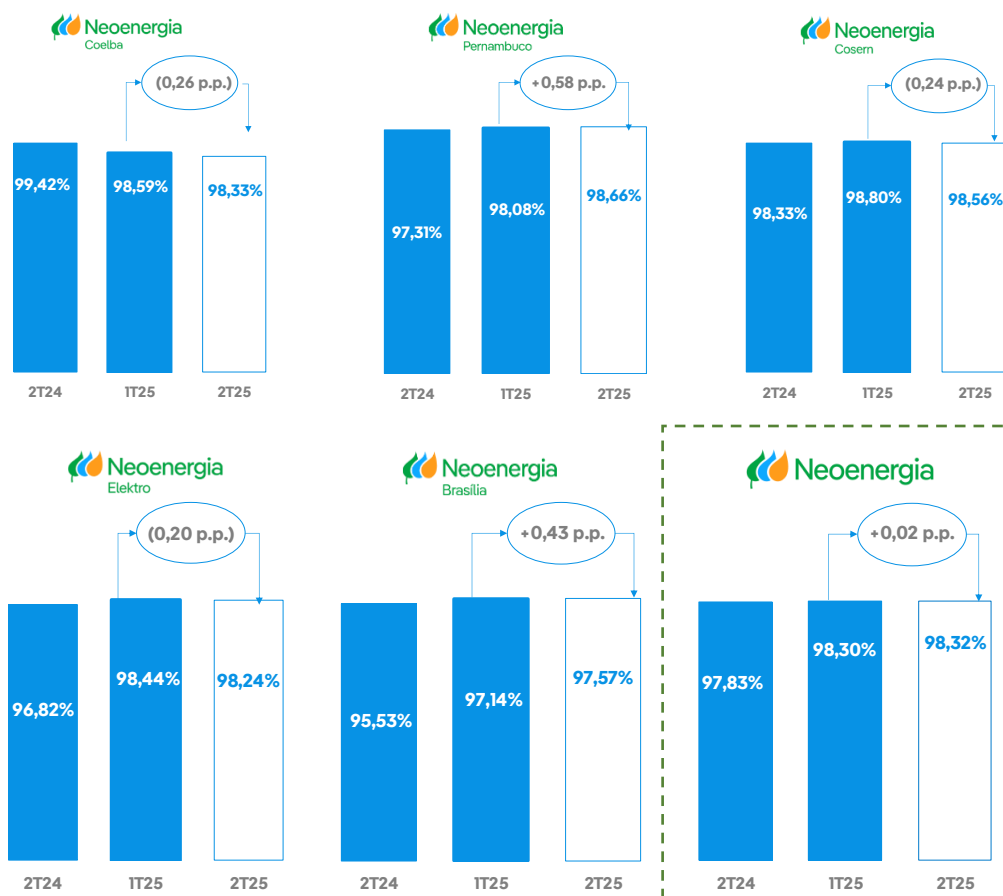
Por fim, a Neoenergia Brasília registrou perdas totais 12 meses de 12,38% no 2T25, acima do limite regulatório de 11,71%.

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

- Realização de mais de 148 mil inspeções, recuperando mais de 177 GWh;
- Substituição de mais de 134 mil medidores obsoletos por equipamentos mais modernos;
- Regularização de aproximadamente 108 mil clandestinos;
- Levantamento e Fiscalização da Iluminação Pública em 118 mil pontos, recuperando mais de 26 GWh; e
- Realização de 251 ações com apoio policial.

1.1.1.5. Arrecadação e Inadimplência

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



A taxa de arrecadação consolidada no 2T25 segue elevada alcançando 98,32% em linha com o 1T25.

PECLD/ ROB		2T24	3T24	4T24	1T25	2T25	Limite Regulatório 2T25	6M25	Limite Regulatório YTD
	ROB	4.025	3.809	4.441	4.271	4.127	4.127	8.398	8.398
	PECLD	47	41	53	53	43	54	96	103
	Inadimplência	1,16%	1,08%	1,20%	1,24%	1,03%	1,31%	1,14%	1,23%
	ROB	2.436	2.219	2.557	2.475	2.422	2.422	4.898	4.898
	PECLD	60	56	32	57	43	38	100	77
	Inadimplência	2,46%	2,51%	1,26%	2,31%	1,78%	1,55%	2,05%	1,57%
	ROB	1.016	977	1.123	1.025	1.090	1.090	2.115	2.115
	PECLD	3	5	5	5	6	6	11	11
	Inadimplência	0,32%	0,54%	0,41%	0,50%	0,57%	0,51%	0,54%	0,50%
	ROB	2.968	2.857	3.062	3.042	2.775	2.775	5.817	5.817
	PECLD	26	28	32	25	28	19	53	38
	Inadimplência	0,88%	0,96%	1,04%	0,81%	1,01%	0,67%	0,91%	0,65%
	ROB	1.342	1.332	1.415	1.242	1.250	1.250	2.492	2.492
	PECLD	8	10	17	15	6	7	21	14
	Inadimplência	0,62%	0,74%	1,23%	1,19%	0,50%	0,58%	0,84%	0,58%

NOTA: PECLD considera o valor provisionado + correção monetária.

No 2T25 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 504 mil suspensões de fornecimento por meio de atuação em concentrações georreferenciadas, mapeando a localização dos clientes com maior incidência de inadimplência para otimizar as ações;
- Acompanhamentos de 135 mil instalações de clientes que sofreram suspensão do fornecimento;
- Negativações de 2,1 milhões consumidores;
- Protesto de mais de 282 mil títulos através dos cartórios e envio de notificações;
- 13 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 201 mil consumidores através da plataforma digital;
- 61,5 milhões de comunicações através de Whatsapp, SMS, URA e e-mails.

1.1.1.6. DEC e FEC (12 meses)

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

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

	DEC (horas)				FEC (vezes)			
	2T25	2T24	Δ %	Limite regulatório	2T25	2T24	Δ %	Limite regulatório
 Neoenergia Coelba	9,60	10,53	(9%)	12,11	3,85	4,56	(16%)	6,20
 Neoenergia Pernambuco	10,40	11,72	(11%)	11,63	4,41	4,76	(7%)	6,69
 Neoenergia Cosern	6,56	8,56	(23%)	9,66	2,93	3,13	(6%)	5,85
 Neoenergia Elektro	6,64	6,85	(3%)	7,66	3,62	3,43	6%	5,62
 Neoenergia Brasília	5,85	6,23	(6%)	6,80	3,81	4,24	(10%)	4,73

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

1.1.2. Transmissoras

1.1.2.1. Ativos de Transmissão em operação

No 2T25, estavam em operação com 100% de RAP liberada 13 ativos de transmissão:

Leilão	Lote	Nome	Participação Neoenergia	Localização	Extensão (Km)	Subestação	RAP ² (R\$ MM)	Entrada em Operação
-	-	Afluente T	100%	BA	482	3 subestações	67	1990
Leilão Jun/08	E	SE Naranidiba	50%	BA	-	1 subestação	28	Jun/11
Leilão Jun/11	G	SE Extremoz II		BA	-	1 subestação	5	Set/14
Leilão Mai/12	D	SE Brumado II		RN	-	1 subestação	7	Jul/15
Leilão Jan/13	G	Potiguar Sul	100%	RN/PB	190	-	34	Nov/16
Leilão Abr/17	4	Dourados	50%	MS	610	1 subestação	93	Ago/21
	20	Atibaia	50%	SP	-	1 subestação	19	Dez/19
	22	Biguaçu	50%	SC	-	1 subestação	19	Jul/20
	27	Sobral	50%	CE	-	1 subestação	17	Jan/20
Leilão Dez/17	6	Santa Luzia	50%	CE/PB	345	1 subestação	80	Nov/21
	4	Jalapão	50%	BA/TO/PI/MA	728	-	176	Jan/22
Leilão Dez/18	3	Itabapoana	100%	RJ/MG/ES	445	-	94	Jun/24
Leilão Dez/19	9	Rio Formoso	50%	BA	202	2 subestações	24	Jan/23
Leilão Dez/21	2	Estreito	100%	MG	-	1 subestação	45	Set/24
Leilão Jun/22	11	Paraíso	100%	MS	285	1 subestação	43	Jun/24

NOTA: Afluente T foi oriunda do processo de desverticalização da Neoenergia Coelba.

¹ Naranidiba é formada por 3 subestações: SE Naranidiba, SE Extremoz II e SE Brumado II.

² RAP homologada (Ciclo 2024-2025).

No 2T25, assim como nos últimos seis anos, todas as transmissoras do grupo estiveram com disponibilidade acima do limite superior definido pelo ONS, que estipula como normal a disponibilidade entre 95% e 98%.

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

Status dos Projetos de Transmissão				LICENÇAS			RAP (I)	CAPEX	Fim da
				LP	LI	LO	R\$ (MM)	Aneel R\$ (MM)	Concessão
Leilão Dez/2018	Lote 2	Guanabara	96%	✓	✓	■	165	1.331	Mar/49
	Lote 1	Vale do Itajaí	92%	✓	✓	■	264	2.792	Mar/49
Leilão Dez/2020	Lote 2	Morro do Chapéu	98%	✓	✓	■	217	1.997	Mar/51
Leilão Jun/2022	Lote 2	Alto Paranaíba	88%	✓	✓	■	410	4.938	Set/52

(I) RAP ciclo 2024/2025.

Concluído	✓
Concluído parcialmente	■
Em andamento	●
A iniciar	▲

LP = Licença Prévia

LI = Licença de Instalação

LO = Licença de Operação

Segue o status dos lotes em construção:

Leilão de Dezembro/2018:

- Lote 1 (Vale do Itajaí) - Obras dos trechos remanescentes em andamento. Conclusão dos trechos 2 e 4, além da entrada em operação parcial dos trechos 1 e 3, com 49% da RAP já liberada (R\$ 130 milhões, sendo R\$ 58 milhões em 2024 e R\$ 72 milhões no 2T25). Previsão de liberação restante da RAP no 2S25 (R\$ 134 milhões).
- Lote 2 (Guanabara) - Conclusão do 1º Trecho (Lagos – Campos), com 42% da RAP liberada (R\$ 70 milhões). Obras do 2º trecho em andamento com liberação restante da RAP prevista para 3T25 (R\$ 95 milhões).

Leilão de Dezembro/2020:

- Lote 2 (Morro do Chapéu) - 47% da RAP já liberada (R\$ 105 milhões). Conclusão das obras do trecho 2 no 2T25 (R\$ 60 milhões);
- Trecho 1 em implantação com liberação restante da RAP de R\$ 52 milhões no 2S25.

Leilão de Junho/2022:

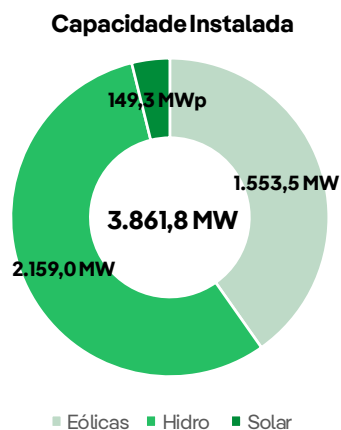
- Lote 2 (Alto Paranaíba) - Licenças de Instalação emitidas, trecho Araraquara 2 – Araraquara entregue, com 2% da RAP já liberada (R\$ 7,4 milhões). Obras em andamento nos demais trechos, com previsão de entrega no 2S25, com liberação de RAP restante de R\$ 403 milhões.

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

1.2. Geração e Clientes

1.2.1. Renováveis

No 2T25, os ativos em operação totalizavam 44 parques eólicos, 5 usinas hidrelétricas e 2 parques solares.



Em 30 de junho de 2025, aconteceu o *closing* da venda da participação da Neoenergia na UHE Baixo Iguaçu.

1.2.1.1. Parques Eólicos e Solares

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

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

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

A energia eólica gerada foi de 1.314 GWh no 2T25 (-2,0% vs. 2T24) e de 2.293 GWh no 6M25 (+8,4% vs. 6M24), por maior eolicidade. Já a geração de energia solar foi de 58 GWh no 2T25 (+2,4% vs. 2T24), por maior recurso solar, e de 112 GWh no 6M25 (-6,9% vs. 6M24), em função de menor geração pontual no 1T25 vs. 1T24.

Vale destacar que o impacto dos *curtailments* (eólico e solar) foi de 5% da energia gerada no 2T25 e de 6% no 6M25.

1.2.1.2. Hidrelétricas

No 2T25, a Neoenergia possuía participação (direta ou indireta) em 5 usinas hidrelétricas. Em 30 de junho de 2025, foi divulgado o *closing* da operação de venda da UHE Baixo Iguaçu, que resultou no desinvestimento da Neoenergia na usina.

Hidrelétricas em operação	Participação Neoenergia (Direta e Indireta)	Estado	Localidade	Capacidade Instalada (MW)	Energia Assegurada (MW)	Data da Concessão	Fim da Concessão
						Autorização	
UHE Itapebi	100%	BA	Rio Jequitinhonha	462,0	202,1	28/05/1999	15/05/2039
UHE Corumbá III	70%	GO	Rio Corumbá	96,5	47	07/11/2001	22/04/2040
UHE Dardanelos - Águas da Pedra	100%	MT	Rio Aripuanã	261,0	147,2	03/07/2007	12/12/2049
Belo Monte	10%	PA	Rio Xingu	11.233,1	4.571,0	26/08/2010	10/07/2046
Baixo Iguaçu - Geração Céu Azul	70%	PR	Rio Iguaçu	350,2	172,4	20/08/2012	03/12/2049

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

A energia hídrica gerada foi de 1.900 GWh no 2T25 (+1% vs. 2T24) e de 4.701 GWh no 6M25 (+14% vs. 6M24), por maior afluência.

1.2.2. Térmica

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

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

No 2T25 não houve despacho e no 6M25 a planta gerou 14 GWh de energia de teste sob o novo de Contrato de Capacidade. Vale destacar que até 14/05/2024 estavam vigentes os contratos bilaterais de venda de energia.

2. DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO

2.1. Consolidado

DRE CONSOLIDADO (R\$ MM)	2T25	2T24	Variação		6M25	6M24	Variação	
			R\$	%			R\$	%
Receita Operacional Líquida (1)	12.194	10.983	1.211	11%	23.619	22.003	1.616	7%
Custos Com Energia (2)	(8.233)	(7.165)	(1.068)	15%	(15.368)	(13.946)	(1.422)	10%
Margem Bruta s/VNR	3.961	3.818	143	4%	8.251	8.057	194	2%
Ativo Financeiro da Concessão (VNR)	454	293	161	55%	1.106	711	395	56%
MARGEM BRUTA	4.415	4.111	304	7%	9.357	8.768	589	7%
Despesa Operacional	(1.098)	(1.053)	(45)	4%	(2.162)	(2.086)	(76)	4%
PECLD	(152)	(139)	(13)	9%	(298)	(297)	(1)	0%
(+) Equivalência Patrimonial / Operações Corporativas	46	51	(5)	(10%)	31	92	(61)	(66%)
EBITDA	3.211	2.970	241	8%	6.928	6.477	451	7%
Depreciação	(763)	(696)	(67)	10%	(1.484)	(1.380)	(104)	8%
Resultado Financeiro	(1.375)	(1.187)	(188)	16%	(2.936)	(2.480)	(456)	18%
IR/CS	567	(258)	825	N/A	138	(642)	780	N/A
Minoritário	(9)	(14)	5	(36%)	(14)	(33)	19	(58%)
LUCRO LÍQUIDO	1.631	815	816	100%	2.632	1.942	690	36%

(1) Considera Receita de Construção

(2) Considera Custos de Construção

A Neoenergia encerrou o 2T25 com Margem Bruta sem VNR de R\$ 3.961 milhões, +4% vs. 2T24, impactada pelos efeitos positivos de aumento da base de clientes e volume das distribuidoras, além das variações positivas de parcela B nos últimos processos tarifários de todas as distribuidoras: +8,1% em Neoenergia Coelba (reajuste abr/25), +6,6% em Neoenergia Cosern (reajuste abr/25), +16,2% em Neoenergia Pernambuco (revisão abr/25), +5% em Neoenergia Brasília (reajuste out/24) e +0,69% em Neoenergia Elektro (reajuste ago/24), e dos novos ativos de transmissão que entraram em operação. Estes efeitos foram parcialmente compensados pela menor margem de geração, impactada principalmente pela alteração do contrato de Termopernambuco.

No 6M25, a Margem Bruta sem VNR foi de R\$ 8.251 milhões, +2% vs. 6M24, em razão dos efeitos positivos de aumento da base de clientes, volume e variações positivas de parcela B nos últimos processos tarifários das distribuidoras, citados anteriormente, além dos novos ativos de transmissão em operação. Estes efeitos foram parcialmente compensados pelos reajustes tarifários negativos de Neoenergia Coelba, Neoenergia Pernambuco e Neoenergia Cosern em 2024 (com variação da parcela B de -4,82%, -4,40% e -5,63%, respectivamente) e pela menor margem de Termopernambuco, impactada pela alteração dos seus contratos bilaterais de venda de energia para o atual contrato de reserva de capacidade.

A margem bruta foi de R\$ 4.415 milhões no 2T25 e de R\$ 9.357 milhões no 6M25 (+7% vs. 2T24 e 6M24), em razão de *one-off* de BRR em Neoenergia Coelba, Pernambuco, Cosern e Elektro no valor de R\$ 155 milhões no 2T25, além do maior IPCA no 6M25.

As despesas operacionais somaram R\$ 1.098 milhões no 2T25 e R\$ 2.162 milhões no 6M25 (+4% vs. 2T24 e 6M24), abaixo da inflação, confirmando a disciplina de custos, que permite absorver as pressões da maior base de clientes.

A PECLD foi de R\$ 152 milhões no 2T25 (+9% vs. 2T24). No acumulado, a PECLD foi de R\$ 298 milhões no 6M25, em linha com o 6M24.

Na rubrica de Equivalência Patrimonial/Operações Corporativas, no 2T25 foram registrados +R\$ 46 milhões sendo: -R\$ 24 milhões de ajuste a valor justo do lote de Itabapoana e R\$ 28 milhões de Baixo Iguaçu, em razão dos processos de venda, +R\$ 39 milhões referentes a equivalência dos ativos de transmissão em parceria com o GIC e +R\$ 4 milhões pelo resultado da usina de Corumbá. No 6M25, foram registrados +R\$ 31 milhões sendo: -R\$ 65 milhões de ajuste a valor justo do lote de Itabapoana e R\$ 23 milhões de Baixo Iguaçu, +R\$ 68 milhões referentes a equivalência dos ativos de transmissão em parceria com o GIC e +R\$ 7 milhões pelo resultado da usina de Corumbá. Os valores de R\$ 51 milhões no 2T24 e R\$ 92 milhões no 6M24 se referem a equivalência dos ativos de transmissão em parceria com o GIC e o resultado da usina de Corumbá.

O EBITDA foi de R\$ 3.211 milhões no 2T25 (+8% vs. 2T24) e de R\$ 6.928 milhões no 6M25 (+7% vs. 6M24). Já o EBITDA Ajustado (Caixa), sem VNR, IFRS e Operações Corporativas, foi de R\$ 2.595 milhões no 2T25 (+7% vs. 2T24) e de R\$ 5.376 milhões (+2% vs. 6M24).

O Resultado Financeiro foi de -R\$ 1.375 milhões no 2T25 (-R\$ 188 milhões vs. 2T24) e de -R\$ 2.936 milhões no 6M25 (-R\$ 456 vs. 6M24), em função do aumento do saldo médio da dívida, devido às captações direcionadas para Capex, e maior CDI (48% da dívida da Companhia está atrelado a esse índice).

A rubrica de IR/CS do trimestre foi de +R\$ 567 milhões (vs. -R\$ 258 milhões no 2T24) e no acumulado foi de +R\$ 138 milhões, (vs. -R\$ 642 milhões no 6M24).

Em 2025 a Administração avaliou o tratamento jurídico tributário em relação a atualização monetária de indébitos tributários relacionados aos créditos de PIS/COFINS gerados a partir da exclusão do ICMS da sua base de cálculo, resultando no reconhecimento de créditos tributários de IRPJ e CSLL no valor de R\$ 869 milhões, sendo R\$ 770 milhões com impacto na rubrica de IR/CS e R\$ 99 milhões referente a sua atualização monetária com impacto no resultado financeiro.

Como resultado dos efeitos apresentados, o lucro líquido do 2T25 foi de R\$ 1.631 milhões (+100% vs. 2T24) e de R\$ 2.632 milhões no 6M25 (+36% vs. 6M24). Ajustando o lucro pelo efeito não recorrente dos indébitos tributários, o lucro seria de R\$ 763 milhões no trimestre (-6% vs. 2T24) e de R\$ 1.764 milhões no acumulado (-9% vs. 6M24).

2.2. Redes

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

DRE REDES (R\$ MM)	2T25	2T24	Variação		6M25	6M24	Variação	
			R\$	%			R\$	%
Receita Líquida	11.600	10.550	1.050	10%	22.437	21.239	1.198	6%
Custos Com Energia	(8.059)	(7.259)	(800)	11%	(14.999)	(14.250)	(749)	5%
Margem Bruta s/ VNR	3.541	3.291	250	8%	7.438	6.989	449	6%
Ativo Financeiro da Concessão (VNR)	454	293	161	55%	1.106	711	395	56%
Margem Bruta	3.995	3.584	411	11%	8.544	7.700	844	11%
Despesa Operacional	(896)	(853)	(43)	5%	(1.759)	(1.697)	(62)	4%
PECLD	(152)	(138)	(14)	10%	(298)	(296)	(2)	1%
(+) Equivalência Patrimonial / Operações Corporativas	15	49	(34)	(69%)	3	86	(83)	(97%)
EBITDA	2.962	2.642	320	12%	6.490	5.793	697	12%
Depreciação	(575)	(512)	(63)	12%	(1.133)	(1.014)	(119)	12%
Resultado Financeiro	(1.313)	(1.105)	(208)	19%	(2.804)	(2.267)	(537)	24%
IR CS	569	(238)	807	N/A	196	(565)	761	N/A
LUCRO LÍQUIDO	1.643	787	856	109%	2.749	1.947	802	41%

O negócio de Redes encerrou o 2T25 com Margem Bruta sem VNR de R\$ 3.541 milhões, +8% vs. 2T24, impactada pelos efeitos positivos de aumento da base de clientes e volume das distribuidoras, além das variações positivas de parcela B nos últimos processos tarifários de todas as distribuidoras: +8,1% em Neoenergia Coelba (reajuste abr/25), +6,6% em Neoenergia Cosern (reajuste abr/25), +16,2% em Neoenergia Pernambuco (revisão abr/25), +5% em Neoenergia Brasília (reajuste out/24) e +0,69% em Neoenergia Elektro (reajuste ago/24), e dos novos ativos de transmissão que entraram em operação.

No acumulado, a Margem Bruta sem VNR foi de R\$ 7.438 milhões, +6% vs. 6M24, em razão dos efeitos positivos de aumento da base de clientes, volume e variações positivas de parcela B nos últimos processos tarifários das distribuidoras, citados anteriormente, além dos novos ativos de transmissão em operação. Estes efeitos foram parcialmente compensados pelos reajustes tarifários negativos de Neoenergia Coelba, Neoenergia Pernambuco e Neoenergia Cosern em 2024 (com variação da parcela B de -4,82%, -4,40% e -5,63%, respectivamente).

A margem bruta de Redes foi de R\$ 3.995 milhões no 2T25 e de R\$ 8.544 milhões no 6M25 (+11% vs. 2T24 e 6M24), em razão de *one-off* de BRR em Neoenergia Coelba, Pernambuco, Cosern e Elektro no valor de R\$ 155 milhões no 2T25, além do maior IPCA no 6M25.

As despesas operacionais somaram R\$ 896 milhões no 2T25 (+5% vs. 2T24) e R\$ 1.759 milhões no 6M25 (+4% vs. 6M24), abaixo da inflação, confirmando a disciplina de custos, que permite absorver as pressões da maior base de clientes.

A PECLD foi de R\$ 152 milhões no 2T25 (+10% vs. 2T24) e de R\$ 298 milhões no 6M25, em linha com o 6M24.

Na rubrica de Equivalência Patrimonial/Operações Corporativas, no 2T25 foram registrados +R\$ 15 milhões sendo: -R\$ 24 milhões de ajuste a valor justo do lote de Itabapoana e +R\$ 39 milhões referentes a equivalência dos ativos de transmissão em parceria com o GIC. No 6M25, foram registrados +R\$ 3 milhões sendo: -R\$ 65 milhões de ajuste a valor justo do lote de Itabapoana e +R\$ 68 milhões referentes a equivalência dos ativos de transmissão em parceria com o GIC. Os valores de R\$ 49 milhões no 2T24 e R\$ 86 milhões no 6M24 se referem a equivalência dos ativos de transmissão em parceria com o GIC.

O EBITDA de Redes foi de R\$ 2.962 milhões no 2T25 (+12% vs. 2T24) e de R\$ 6.490 milhões no 6M25 (+12% vs. 6M24). Já o EBITDA Ajustado (Caixa), sem VNR, IFRS e Operações Corporativas, foi de R\$ 2.374 milhões no 2T25 (+13% vs. 2T24) e de R\$ 4.961 milhões (+9% vs. 6M24).

O Resultado Financeiro foi de -R\$ 1.313 milhões no 2T25 (-R\$ 208 milhões vs. 2T24) e de -R\$ 2.804 milhões no 6M25 (-R\$ 537 vs. 6M24), em função do aumento do saldo médio da dívida, devido às captações direcionadas para Capex, e maior CDI. Esses efeitos foram compensados pelo crédito de R\$ 99 milhões referente à atualização monetária sobre os indêbitos.

A rubrica de IR/CS do trimestre foi de +R\$ 569 milhões (vs. -R\$ 238 milhões no 2T24) e no acumulado foi de +R\$ 196 milhões, (vs. -R\$ 565 milhões no 6M24). No 2T25 houve o impacto positivo do indêbito tributário gerando crédito no valor de R\$ 770 milhões, dada a exclusão da atualização da Selic dos indêbitos 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\$ 1.643 milhões no 2T25 (+109% vs. 2T24) e de R\$ 2.749 milhões no 6M25 (+41% vs. 6M24). Ajustando o lucro pelo efeito não recorrente dos indêbitos tributários, o lucro de Redes seria de R\$ 775 milhões no trimestre (-2% vs. 2T24) e de R\$ 1.881 milhões no acumulado (-3% vs. 6M24).

DRE TRANSMISSÃO (R\$ MM)	2T25	2T24	Variação		6M25	6M24	Variação	
			R\$	%			R\$	%
Receita Líquida	1351	1.361	(10)	(1%)	2.696	2.420	276	11%
Custos de Construção	(1.050)	(1.038)	(12)	1%	(1.917)	(1.765)	(152)	9%
Margem Bruta	301	323	(22)	(7%)	779	655	124	19%
Despesa Operacional	(47)	(37)	(10)	27%	(91)	(83)	(8)	10%
PECLD	(1)	(2)	1	(50%)	(1)	(4)	3	(75%)
(+) Equivalência Patrimonial / Operações Corporativas	15	49	(34)	(69%)	3	86	(83)	(97%)
EBITDA	268	333	(65)	(20%)	690	654	36	6%
Depreciação	(2)	(1)	(1)	100%	(5)	(3)	(2)	67%
Resultado Financeiro	(230)	(158)	(72)	46%	(476)	(311)	(165)	53%
IR CS	9	(34)	43	N/A	(47)	(71)	24	(34%)
LUCRO LÍQUIDO	45	140	(95)	(68%)	163	269	(106)	(39%)
IFRS15	159	243	(84)	(35%)	488	505	(17)	(3%)

As transmissoras apresentaram Margem Bruta de R\$ 301 milhões no 2T25 (-7% vs. 2T24), impactada pelo ajuste não recorrente de -R\$ 188 milhões via IFRS 15, referente aos lotes de Guanabara, Morro do Chapéu e Vale do Itajaí. No 6M25, a Margem Bruta foi de R\$ 779 milhões no 6M25 (+19% vs. 6M24), pelos novos ativos de transmissão em operação (Itabapoana, Estreito e Paraíso), além de trechos de Morro do Chapéu, Lagoa dos Patos, Guanabara e Vale do Itajaí, que entraram em operação ao longo de 2024 e 2025, com liberações parciais de RAP.

As despesas operacionais somaram R\$ 47 milhões no 2T25 (+27% vs. 2T24) e R\$ 91 milhões no 6M25 (+10% vs. 6M24), pelos novos ativos de transmissão em operação.

Na rubrica de Equivalência Patrimonial/Operações Corporativas, no 2T25 foram registrados +R\$ 15 milhões sendo: -R\$ 24 milhões de ajuste a valor justo do lote de Itabapoana e +R\$ 39 milhões referentes a equivalência dos ativos de transmissão em parceria com o GIC. No 6M25, foram registrados +R\$ 3 milhões sendo: -R\$ 65 milhões de ajuste a valor justo do lote de Itabapoana e +R\$ 68 milhões referentes a equivalência dos ativos de transmissão em parceria com o GIC. Os valores de R\$ 49 milhões no 2T24 e R\$ 86 milhões no 6M24 se referem a equivalência dos ativos de transmissão em parceria com o GIC.

Como resultado das variações citadas acima, o EBITDA de transmissão encerrou o trimestre em R\$ 268 milhões (-20% vs. 2T24) e o acumulado em R\$ 690 milhões (+6% vs. 6M24). Já o EBITDA Ajustado (Caixa), sem IFRS e Operações Corporativas, foi de R\$ 133 milhões no 2T25 (+56% vs. 2T24) e de R\$ 267 milhões no 6M25 (+96% vs. 6M24).

O Resultado Financeiro foi de -R\$ 230 milhões no 2T25 (-R\$ 72 milhões vs. 2T24) e de -R\$ 476 milhões no 6M25 (-R\$ 165 vs. 6M24), em função do aumento do saldo médio da dívida, devido às captações direcionadas para Capex e maior CDI.

O negócio de transmissão teve lucro de R\$ 45 milhões no 2T25 (-68% vs. 1T24) e de R\$ 163 milhões no 6M25 (-39% vs. 6M24).

2.2.1. NEOENERGIA COELBA

DRE (R\$ MM)	2T25	2T24	Variação		6M25	6M24	Variação	
			R\$	%			R\$	%
Receita Líquida	4.311	3.593	718	20%	8.112	7.343	769	10%
Custos Com Energia	(2.813)	(2.244)	(569)	25%	(5.113)	(4.455)	(658)	15%
Margem Bruta s/ VNR	1.498	1.349	149	11%	2.999	2.888	111	4%
Ativo Financeiro da Concessão (VNR)	238	154	84	55%	584	375	209	56%
Margem Bruta	1.736	1.503	233	16%	3.583	3.263	320	10%
Despesa Operacional	(399)	(365)	(34)	9%	(773)	(737)	(36)	5%
PECLD	(45)	(43)	(2)	5%	(96)	(96)	-	-
EBITDA	1.292	1.095	197	18%	2.714	2.430	284	12%
Depreciação	(256)	(227)	(29)	13%	(502)	(449)	(53)	12%
Resultado Financeiro	(467)	(424)	(43)	10%	(1.028)	(883)	(145)	16%
IRCS	152	(99)	251	N/A	25	(213)	238	N/A
LUCRO LÍQUIDO	721	345	376	109%	1.209	885	324	37%

A Neoenergia Coelba apresentou margem bruta sem VNR de R\$ 1.498 milhões no 2T25 (+11% vs. 2T24) explicado pelos maiores volumes e pelo impacto positivo da variação da parcela B de +8,1% no reajuste de abril/25. No 6M25, a margem bruta sem VNR foi de R\$ 2.999 milhões (+4% vs. 6M24), também em virtude dos efeitos descritos acima, parcialmente compensado pelo impacto negativo da variação da parcela B de -4,8% do reajuste de abril/24.

A margem bruta foi de R\$ 1.736 milhões no 2T25 (+16% vs. 2T24) e de R\$ 3.583 milhões no 6M25 (+10% vs. 6M24), em razão de *one-off* de BRR no valor de R\$ 78 milhões no 2T25, além do maior IPCA no 6M25.

As despesas operacionais contabilizaram R\$ 399 milhões no 2T25 (+9% vs. 2T24), devido a reversões não recorrentes em 2024. No 6M25 foi de R\$ 773 milhões (+5% vs. 6M24), em linha com a inflação.

No trimestre, a PECLD totalizou R\$ 45 milhões (+5% vs. 2T24). No acumulado, a PECLD foi de R\$ 96 milhões, em linha com o 6M24, refletindo a boa performance das ações de cobrança. Da mesma forma, quando analisamos o indicador de inadimplência (PECLD/ROB) do 2T25, ele encerrou em 1,03%, abaixo do seu limite regulatório, de 1,31%.

Como resultado das variações citadas acima, o EBITDA foi de R\$ 1.292 milhões no trimestre (+18% vs. 2T24) e de R\$ 2.714 milhões no acumulado (+12% vs. 6M24). O EBITDA Caixa (ex- VNR) no 2T25 foi de R\$ 1.054 milhões (+12% vs. 2T24) e no 6M25 foi de R\$ 2.130 milhões (+4% vs. 6M24).

O Resultado Financeiro foi de -R\$ 467 milhões no 2T25 (vs. -R\$ 424 milhões no 2T24) e de -R\$ 1.028 milhões no 6M25 (vs. -R\$ 883 milhões no 6M24), em virtude do aumento dos encargos de dívida devido ao maior saldo médio e maior CDI. Esses efeitos foram compensados pelo crédito de R\$ 56 milhões referente à atualização monetária sobre os indêbitos.

A rubrica de IR/CS do trimestre foi de R\$ 152 milhões (vs. -R\$ 99 milhões no 2T24) e no acumulado foi de R\$ 25 milhões, (vs. -R\$ 213 milhões no 6M24). No 2T25 houve o impacto positivo do indêbito 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\$ 721 milhões no 2T25 (+109% vs. 2T24) e de R\$ 1.209 milhões no 6M25 (+37% vs. 6M24).

2.2.2. NEOENERGIA PERNAMBUCO

DRE (R\$ MM)	2T25	2T24	Variação		6M25	6M24	Variação	
			R\$	%			R\$	%
Receita Líquida	1.924	1.867	57	3%	3.790	3.943	(153)	(4%)
Custos Com Energia	(1.383)	(1.343)	(40)	3%	(2.639)	(2.822)	183	(6%)
Margem Bruta s/ VNR	541	524	17	3%	1.151	1.121	30	3%
Ativo Financeiro da Concessão (VNR)	82	47	35	74%	197	121	76	63%
Margem Bruta	623	571	52	9%	1.348	1.242	106	9%
Despesa Operacional	(189)	(213)	24	(11%)	(381)	(403)	22	(5%)
PECLD	(66)	(57)	(9)	16%	(116)	(110)	(6)	5%
EBITDA	368	301	67	22%	851	729	122	17%
Depreciação	(112)	(104)	(8)	8%	(223)	(207)	(16)	8%
Resultado Financeiro	(261)	(248)	(13)	5%	(531)	(499)	(32)	6%
IR CS	410	17	393	2312%	386	(6)	392	N/A
LUCRO LÍQUIDO	405	(34)	439	N/A	483	17	466	2.741%

A Neoenergia Pernambuco apresentou margem bruta sem VNR de R\$ 541 milhões no 2T25, (+3% vs. 2T24), impactado pelo aumento da base de clientes (+2,0%) e pelo impacto positivo da variação da parcela B de +16,2% na revisão tarifária de abril/25. No 6M25, a margem bruta sem VNR foi de R\$ 1.151 milhões (+3% vs. 6M24), também em virtude dos efeitos descritos acima, parcialmente compensado pelo impacto negativo da variação da parcela B de -4,4% do reajuste de abril/24.

A margem bruta foi de R\$ 623 milhões no 2T25 (+9% vs. 2T24), e de R\$ 1.348 milhões no 6M25 (+9% vs. 6M24), em razão de *one-off* de BRR no valor de R\$ 30 milhões no 2T25, além do maior IPCA no 6M25.

As despesas operacionais no 2T25 foram de R\$ 189 milhões (-11% vs. 2T24), e de R\$ 381 milhões no 6M25 (-5% vs. 6M24), absorvendo a inflação.

No 2T25, a PECLD totalizou R\$ 66 milhões (+16% vs. 2T24) e de R\$ 116 milhões no 6M25 (+5% vs. 6M24).

Como resultado das variações citadas acima, o EBITDA no 2T25 foi de R\$ 368 milhões (+22% vs. 2T24) e de R\$ 851 milhões no 6M25 (+17% vs. 6M24). Já o EBITDA Caixa (ex-VNR) no 2T25 foi de R\$ 286 milhões (+13% vs. 2T24) e de R\$ 654 milhões no 6M25 (+8% vs. 6M24).

O Resultado Financeiro foi de -R\$ 261 milhões no 2T25 (vs. -R\$ 248 milhões no 2T24) e de -R\$ 531 milhões no 6M25 (vs. -R\$ 499 milhões no 6M24), em virtude do aumento dos encargos de dívida. Esses efeitos foram compensados pelo crédito de R\$ 8 milhões referente à atualização monetária sobre os indêbitos.

A rubrica de IR/CS do trimestre foi de R\$ 410 milhões (vs. R\$ 17 milhões no 2T24) e no acumulado foi de R\$ 386 milhões, (vs. -R\$ 6 milhões no 6M24). No 2T25 houve o impacto positivo do indêbito tributário gerando crédito no valor de R\$ 394 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\$ 405 milhões no 2T25 (vs. -R\$ 34 milhões no 2T24) e de R\$ 483 milhões no 6M25 (vs. R\$ 17 milhões no 6M24).

2.2.3. NEOENERGIA COSERN

DRE (R\$ MM)	2T25	2T24	Variação		6M25	6M24	Variação	
			R\$	%			R\$	%
Receita Líquida	948	848	100	12%	1.817	1.717	100	6%
Custos Com Energia	(610)	(546)	(64)	12%	(1.160)	(1.076)	(84)	8%
Margem Bruta s/ VNR	338	302	36	12%	657	641	16	2%
Ativo Financeiro da Concessão (VNR)	56	32	24	75%	124	77	47	61%
Margem Bruta	394	334	60	18%	781	718	63	9%
Despesa Operacional	(68)	(67)	(1)	1%	(135)	(122)	(13)	11%
PECLD	(6)	(3)	(3)	100%	(11)	(9)	(2)	22%
EBITDA	320	264	56	21%	635	587	48	8%
Depreciação	(48)	(45)	(3)	7%	(95)	(86)	(9)	10%
Resultado Financeiro	(65)	(60)	(5)	8%	(165)	(135)	(30)	22%
IR CS	24	(29)	53	N/A	(8)	(64)	56	(88%)
LUCRO LÍQUIDO	231	130	101	78%	367	302	65	22%

A Neoenergia Cosern apresentou margem bruta sem VNR de R\$ 338 milhões no 2T25 (+12% vs. 2T24), explicado pelo crescimento da base de clientes (+1,7%), maiores volumes e pelo impacto positivo da Parcela B de +6,6% no reajuste de abril/25. No 6M25, a margem bruta sem VNR foi de R\$ 657 milhões (+2% vs. 6M24), também em virtude dos efeitos descritos acima, parcialmente compensado pelo impacto negativo da variação da parcela B de -5,6% no reajuste de abril/24.

A margem bruta foi de R\$ 394 milhões no 2T25 (+18% vs. 2T24), e de R\$ 781 milhões no 6M25 (+9% vs. 6M24), em razão de *one-off* de BRR no valor de R\$ 26 milhões no 2T25, além do maior IPCA no 6M25.

As despesas operacionais contabilizaram R\$ 68 milhões no 2T25, em linha com 2T24, e de R\$ 135 milhões no 6M25 (+11% vs. 6M24), em razão de maiores gastos pontuais com ações de recuperação de receita no 1T25.

A PECLD totalizou R\$ 6 milhões no 2T25 (vs. R\$ 3 milhões no 2T24), e de R\$ 11 milhões no 6M25 (vs. R\$ 9 milhões no 6M24).

Como resultado das variações citadas acima, o EBITDA no 2T25 foi de R\$ 320 milhões, (+21% vs. 2T24) e de R\$ 635 milhões no 6M25 (+8% vs. 6M24). Já o EBITDA Caixa (ex-VNR) no 2T25 foi de R\$ 264 milhões (+14% vs. 2T24) e de R\$ 511 milhões no 6M25, em linha com 6M24.

O Resultado Financeiro foi de -R\$ 65 milhões no 2T25 (vs. -R\$ 60 milhões no 2T24) e de -R\$ 165 milhões no 6M25 (vs. -R\$ 135 milhões no 6M24), em virtude do aumento dos encargos de dívida em razão do aumento do CDI. Esses efeitos foram compensados pelo crédito de R\$ 18 milhões referente à atualização monetária sobre os indêbitos.

A rubrica de IR/CS do trimestre foi de R\$ 24 milhões (vs. -R\$ 29 milhões no 2T24) e no acumulado foi de -R\$ 8 milhões, (vs. -R\$ 64 milhões no 6M24). No 2T25 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 foi de R\$ 231 milhões no 2T25 (+78% vs. 2T24) e de R\$ 367 milhões no 6M25 (+22% vs. 6M24).

2.2.4. NEOENERGIA ELEKTRO

DRE (R\$ MM)	2T25	2T24	Variação		6M25	6M24	Variação	
			R\$	%			R\$	%
Receita Líquida	2.227	2.085	142	7%	4.417	4.240	177	4%
Custos Com Energia	(1.480)	(1.391)	(89)	6%	(2.825)	(2.787)	(38)	1%
Margem Bruta s/ VNR	747	694	53	8%	1.592	1.453	139	10%
Ativo Financeiro da Concessão (VNR)	75	56	19	34%	193	131	62	47%
Margem Bruta	822	750	72	10%	1.785	1.584	201	13%
Despesa Operacional	(166)	(152)	(14)	9%	(331)	(307)	(24)	8%
PECLD	(28)	(26)	(2)	8%	(53)	(58)	5	(9%)
EBITDA	628	572	56	10%	1.401	1.219	182	15%
Depreciação	(106)	(97)	(9)	9%	(211)	(189)	(22)	12%
Resultado Financeiro	(226)	(159)	(67)	42%	(469)	(321)	(148)	46%
IR CS	(45)	(98)	53	(54%)	(181)	(218)	37	(17%)
LUCRO LÍQUIDO	251	218	33	15%	540	491	49	10%

A Neoenergia Elektro apresentou margem bruta sem VNR de R\$ 747 milhões no 2T25 (+8% vs. 2T24) e de R\$ 1.592 milhões no 6M25 (+10% vs. 6M24), impulsionada pelo aumento da base de clientes e pela variação positiva da parcela B de +0,69% do reajuste de agosto/24.

A margem bruta foi de R\$ 822 milhões no 2T25 (+10% vs. 2T24) e de R\$ 1.785 milhões no 6M25 (+13% vs. 6M24), em razão de *one-off* de BRR no valor de R\$ 21 milhões no 2T25, além do maior IPCA no 6M25.

As despesas operacionais contabilizaram R\$ 166 milhões no 2T25 (+9% vs. 2T24) e R\$ 331 milhões no 6M25 (+8% vs. 6M24), devido ao efeito positivo não recorrente no valor de R\$ 13 milhões em 2024, referente ao recebimento de passivo de compartilhamento de infraestrutura.

No trimestre, a PECLD totalizou R\$ 28 milhões (+8% vs. 2T24), devido ao impacto positivo de negociações exitosas com grandes clientes com reversões no 2T24. No acumulado, a PECLD foi de R\$ 53 milhões (-9% vs. 6M24).

Como resultado das variações citadas acima, o EBITDA foi de R\$ 628 milhões no trimestre (+10% vs. 2T24) e de R\$ 1.401 milhões no acumulado (+15% vs. 6M24). O EBITDA Caixa (ex- VNR) no 2T25 foi de R\$ 553 milhões (+7% vs. 2T24) e no 6M25 foi de R\$ 1.208 milhões (+11% vs. 6M24).

O Resultado Financeiro foi de -R\$ 226 milhões no 2T25 (vs. -R\$ 159 milhões no 2T24) e de -R\$ 469 milhões no 6M25 (vs. -R\$ 321 milhões no 6M24), em virtude do aumento dos encargos de dívida devido ao maior saldo médio e maior CDI. Esses efeitos foram compensados pelo crédito de R\$ 16 milhões referente à atualização monetária sobre os indébitos.

A rubrica de IR/CS do trimestre foi de -R\$ 45 milhões (vs. -R\$ 98 milhões no 2T24) e no acumulado foi de -R\$ 181 milhões, (vs. -R\$ 218 milhões no 6M24). No 2T25 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\$ 251 milhões no 2T25 (+15% vs. 2T24) e de R\$ 540 milhões no 6M25 (+10% vs. 6M24).

2.2.5. NEOENERGIA BRASÍLIA

DRE (R\$ MM)	2T25	2T24	Variação		6M25	6M24	Variação	
			R\$	%			R\$	%
Receita Líquida	858	820	38	5%	1.640	1.619	21	1%
Custos com Energia	(724)	(696)	(28)	4%	(1.346)	(1.346)	-	-
Margem Bruta s/ VNR	134	124	10	8%	294	273	21	8%
Ativo Financeiro da Concessão (VNR)	3	3	-	-	9	7	2	29%
Margem Bruta	137	127	10	8%	303	280	23	8%
Despesa Operacional	(45)	(46)	1	(2%)	(88)	(91)	3	(3%)
PECLD	(6)	(8)	2	(25%)	(21)	(21)	-	-
EBITDA	86	73	13	18%	194	168	26	15%
Depreciação	(51)	(38)	(13)	34%	(99)	(81)	(18)	22%
Resultado Financeiro	(66)	(56)	(10)	18%	(135)	(117)	(18)	15%
IR CS	18	4	14	350%	19	5	14	280%
LUCRO LÍQUIDO	(13)	(17)	4	(24%)	(21)	(25)	4	(16%)

A Neoenergia Brasília apresentou margem bruta de R\$ 137 milhões no 2T25 e de R\$ 303 milhões no 6M25 (+8% vs. 2T24 e 6M24), impulsionada pela variação positiva da parcela B no reajuste de outubro de 2024 (+5,0%) e pela ausência dos efeitos negativos de sobrecontratação registrados no ano anterior (-R\$ 6 milhões no 2T24 e -R\$ 22 milhões no 6M24).

As despesas operacionais totalizaram R\$ 45 milhões no 2T25 (-2% vs. 2T24), influenciadas por efeitos não recorrentes de reversões pontuais em processos judiciais no 2T25 e impacto positivo de R\$ 8 milhões em vendas de terrenos e veículos registrado no 2T24. No 6M25, as despesas somaram R\$ 88 milhões (-3% vs. 6M24), também beneficiadas por reversão de R\$ 7 milhões relacionada a encargos previdenciários, registrada no 1T25.

A PECLD foi de R\$ 6 milhões no 2T25 (-25% vs. 2T24) e de R\$ 21 milhões no 6M25 (em linha vs. 6M24), refletindo a boa performance das ações de cobrança.

Como resultado das variações citadas acima, o EBITDA atingiu R\$ 86 milhões no 2T25 (+18% vs. 2T24) e R\$ 194 milhões no 6M25 (+15% vs. 6M24).

O Resultado Financeiro foi de -R\$ 66 milhões no 2T25 (vs. -R\$ 56 milhões no 2T24) e de -R\$ 135 milhões no 6M25 (vs. -R\$ 117 milhões no 6M24), pressionado pelo aumento dos encargos da dívida, em função da elevação do CDI. Esses efeitos foram compensados pelo crédito de R\$ 0,7 milhões referente à atualização monetária sobre os indêbitos.

A rubrica de IR/CS do trimestre foi de +R\$ 18 milhões (vs. +R\$ 4 milhões no 2T24) e no acumulado foi de +R\$ 19 milhões (vs. +R\$ 5 milhões no 6M24). No 2T25 houve o impacto positivo do indêbito tributário gerando crédito no valor de R\$ 3 milhões, dada a exclusão da atualização da Selic dos indêbitos em função da retirada do ICMS da base de cálculo do PIS/COFINS.

Por esses efeitos, a Companhia registrou prejuízo de -R\$ 13 milhões no 2T25 (vs. -R\$ 17 milhões no 2T24) e de -R\$ 21 milhões no 6M25 (vs. -R\$ 25 milhões no 6M24).

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)	2T25	2T24	Variação		6M25	6M24	Variação	
			R\$	%			R\$	%
Receita Líquida	1.035	1.035	-	-	2.087	2.252	(165)	(7%)
Custos Com Energia	(603)	(504)	(99)	20%	(1.249)	(1.175)	(74)	6%
MARGEM BRUTA	432	531	(99)	(19%)	838	1.077	(239)	(22%)
Despesa Operacional	(129)	(132)	3	(2%)	(270)	(254)	(16)	6%
(+) Equivalência Patrimonial / Operações Corporativas	32	2	30	1500%	29	6	23	383%
EBITDA	335	400	(65)	(16%)	597	828	(231)	(28%)
Depreciação	(130)	(122)	(8)	7%	(234)	(244)	10	(4%)
Resultado Financeiro	(40)	(48)	8	(17%)	(86)	(112)	26	(23%)
IR/CS	(21)	(30)	9	(30%)	(73)	(92)	19	(21%)
LUCRO LÍQUIDO	144	200	(56)	(28%)	204	380	(176)	(46%)

DRE HIDROS (R\$ MM)	2T25	2T24	Variação		6M25	6M24	Variação	
			R\$	%			R\$	%
Receita Líquida	184	206	(22)	(11%)	401	419	(18)	(4%)
Custos Com Energia	(42)	(36)	(6)	17%	(89)	(74)	(15)	20%
MARGEM BRUTA	142	170	(28)	(16%)	312	345	(33)	(10%)
Despesa Operacional	(18)	(31)	13	(42%)	(49)	(64)	15	(23%)
(+) Eq. Patrimonial / Op. Corporativas	32	2	30	1500%	29	6	23	383%
EBITDA	156	141	15	11%	292	287	5	2%
Depreciação	(35)	(27)	(8)	30%	(51)	(54)	3	(6%)
Resultado Financeiro	-	(9)	9	(100%)	(11)	(16)	5	(31%)
IR/CS	(1)	(6)	5	(83%)	(24)	(31)	7	(23%)
LUCRO LÍQUIDO	120	99	21	21%	206	186	20	11%

DRE ÉOLICAS (R\$ MM)	2T25	2T24	Variação		6M25	6M24	Variação	
			R\$	%			R\$	%
Receita Líquida	345	299	46	15%	672	538	134	25%
Custos Com Energia	(112)	(53)	(59)	111%	(272)	(131)	(141)	108%
MARGEM BRUTA	233	246	(13)	(5%)	400	407	(7)	(2%)
Despesa Operacional	(71)	(60)	(11)	18%	(136)	(110)	(26)	24%
EBITDA	162	186	(24)	(13%)	264	297	(33)	(11%)
Depreciação	(80)	(73)	(7)	10%	(155)	(146)	(9)	6%
Resultado Financeiro	(47)	(42)	(5)	12%	(88)	(98)	10	(10%)
IR/CS	(21)	(18)	(3)	17%	(43)	(35)	(8)	23%
LUCRO LÍQUIDO	14	53	(39)	(74%)	(22)	18	(40)	N/A

DRE SOLAR (R\$ MM)	2T25	2T24	Variação		6M25	6M24	Variação	
			R\$	%			R\$	%
Receita Líquida	25	15	10	67%	41	29	12	41%
Custos Com Energia	(18)	(2)	(16)	800%	(28)	(4)	(24)	600%
MARGEM BRUTA	7	13	(6)	(46%)	13	25	(12)	(48%)
Despesa Operacional	(2)	(1)	(1)	100%	(3)	(1)	(2)	200%
EBITDA	5	12	(7)	(58%)	10	24	(14)	(58%)
Depreciação	(5)	(4)	(1)	25%	(8)	(8)	-	-
Resultado Financeiro	1	-	1	-	1	-	1	-
IR/CS	(1)	(1)	-	-	(2)	(2)	-	-
LUCRO LÍQUIDO	0	7	(7)	(100%)	1	14	(13)	(93%)

DRE TERMOPERNAMBUCO (R\$ MM)	2T25	2T24	Variação		6M25	6M24	Variação	
			R\$	%			R\$	%
Receita Líquida	52	191	(139)	(73%)	108	605	(497)	(82%)
Custos Com Energia	(36)	(115)	79	(69%)	(75)	(356)	281	(79%)
Margem Bruta	16	76	(60)	(79%)	33	249	(216)	(87%)
Despesa Operacional	(16)	(21)	5	(24%)	(34)	(40)	6	(15%)
EBITDA	-	55	(55)	(100%)	(1)	209	(210)	N/A
Depreciação	(8)	(17)	9	(53%)	(17)	(34)	17	(50%)
Resultado Financeiro	5	3	2	67%	11	1	10	1000%
IR CS	2	(3)	5	N/A	4	(20)	24	N/A
LUCRO LÍQUIDO	(1)	38	(39)	N/A	(2)	156	(158)	N/A

DRE COMERCIALIZAÇÃO (R\$ MM)	2T25	2T24	Variação		6M25	6M24	Variação	
			R\$	%			R\$	%
Receita Líquida	429	318	111	35%	865	655	210	32%
Custos Com Energia	(395)	(294)	(101)	34%	(785)	(606)	(179)	30%
Margem Bruta	34	24	10	42%	80	49	31	63%
Despesa Operacional	(22)	(19)	(3)	16%	(46)	(38)	(8)	21%
PECLD	-	(1)	1	(100%)	-	(1)	1	(100%)
EBITDA	12	4	8	200%	34	10	24	240%
Depreciação	(2)	(1)	(1)	100%	(3)	(2)	(1)	50%
Resultado Financeiro	1	-	1	-	1	1	-	-
IR CS	-	(2)	2	(100%)	(8)	(4)	(4)	100%
LUCRO LÍQUIDO	11	1	10	1000%	24	5	19	380%

O negócio de Geração e Clientes apresentou margem bruta de R\$ 432 milhões no 2T25 (-19% vs. 2T24) e de R\$ 838 milhões no 6M25 (-22% vs. 6M24), impactado pelo menor resultado de Termopernambuco, dado o início do contrato de reserva de capacidade, a partir de outubro de 2024 e término dos seus contratos bilaterais de venda de energia, vigentes até maio de 2024. A margem também foi pressionada pelo maior custo com compra de energia no mercado livre, em

virtude do impacto negativo marginal de exposição a submercados, além do maior impacto do *curtailment* no período. Vale destacar que no 6M25 foram reconhecidos R\$ 5 milhões em ressarcimentos no âmbito do *curtailment*, referentes a eventos de 2024 e 2025.

As despesas operacionais totalizaram R\$ 129 milhões no 2T25 (-2% vs. 2T24), refletindo o reconhecimento de R\$ 8 milhões referente à indenização de seguro, registrado na Usina de Itapebi e menor despacho em Termopernambuco. No 6M25, as despesas somaram R\$ 269 milhões (+6% vs. 6M24), impactadas pelo aumento nas despesas de O&M em ativos eólicos, em função do término da garantia do Complexo Eólico de Chafariz.

Na rubrica de Equivalência Patrimonial/Operações Corporativas, foram registrados +R\$ 32 milhões no 2T25, composto por +R\$ 28 milhões de ajuste a valor justo referente à venda da participação em Baixo Iguaçu e +R\$ 4 milhões pelo resultado da usina de Corumbá. No 6M25, essa rubrica somou +R\$ 29 milhões, sendo +R\$ 23 milhões da operação de Baixo Iguaçu e +R\$ 7 milhões de equivalência de Corumbá.

Por esses efeitos, o EBITDA totalizou R\$ 335 milhões no 2T25 (-16% vs. 2T24) e R\$ 597 milhões no 6M25 (-28% vs. 6M24).

O resultado financeiro foi de -R\$ 40 milhões no 2T25 (+R\$ 8 milhões vs. 2T24) e de -R\$ 86 milhões no 6M25 (+R\$ 26 milhões vs. 6M24), influenciado positivamente pela amortização integral da dívida de Termopernambuco em abril de 2024 e pela reversão de R\$ 8 milhões em encargos financeiros relacionados à atualização monetária de provisão fiscal no negócio de Hidros, registrada no trimestre.

O lucro líquido foi de R\$ 144 milhões no 2T25 (-28% vs. 2T24) e de R\$ 204 milhões no 6M25 (-46% vs. 6M24).

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)	2T25	2T24	Variação		6M25	6M24	Variação	
			R\$	%			R\$	%
Lucro líquido do período (A)	1.631	815	816	100%	2.632	1.942	690	36%
Lucro Atribuído aos minoritários (B)	(9)	(14)	5	(36%)	(14)	(33)	19	(58%)
Despesas financeiras (C)	(1.601)	(1.256)	(345)	27%	(3.227)	(2.563)	(664)	26%
Receitas financeiras (D)	293	297	(4)	(1%)	605	592	13	2%
Outros resultados financeiros, líquidos (E)	(67)	(228)	161	(71%)	(314)	(509)	195	(38%)
Imposto de renda e contribuição social (F)	567	(258)	825	N/A	138	(642)	780	N/A
Depreciação e Amortização (G)	(763)	(696)	(67)	10%	(1.484)	(1.380)	(104)	8%
EBITDA = (A-(B+C+D+E+F+G))	3.211	2.970	241	8%	6.928	6.477	451	7%
Ativo Financeiro da Concessão - VNR (H)	454	293	161	55%	1.106	711	395	56%
IFRS 15 (I)	159	243	(84)	(35%)	488	505	(17)	(3%)
Operações Corporativas (J)	4	5	(1)	(20%)	(42)	13	(55)	N/A
EBITDA Ajustado = (EBITDA -(H+I+J))	2.595	2.429	166	7%	5.376	5.248	128	2%

4. RESULTADO FINANCEIRO

RESULTADO FINANCEIRO LÍQUIDO (R\$ MM)	2T25	2T24	Variação		6M25	6M24	Variação	
			R\$	%			R\$	%
Renda de aplicações financeiras	200	214	(14)	(7%)	417	423	(6)	(1%)
Encargos, variações monetárias e cambiais e Instrumentos financeiros derivativos de dívida	(1.564)	(1.271)	(293)	23%	(3.197)	(2.664)	(533)	20%
Outros resultados financeiros não relacionados a dívida	(11)	(130)	119	(92%)	(156)	(239)	83	(35%)
Juros, comissões e acréscimo moratório	90	82	8	10%	182	169	13	8%
Variações monetárias e cambiais - outros	105	(9)	114	N/A	93	(12)	105	N/A
Atualização provisão para contingências / depósitos judiciais	(21)	(50)	29	(58%)	(49)	(88)	39	(44%)
Atualização do ativo / passivo financeiro setorial	(49)	(38)	(11)	29%	(121)	(83)	(38)	46%
Obrigações pós emprego	(27)	(23)	(4)	17%	(52)	(47)	(5)	11%
Outras receitas (despesas) financeiras líquidas	(109)	(92)	(17)	18%	(209)	(178)	(31)	17%
Total	(1.375)	(1.187)	(188)	16%	(2.936)	(2.480)	(456)	18%

O Resultado Financeiro Consolidado foi de -R\$ 1.375 milhões no 2T25 (vs. R\$ 1.187 milhões no 2T24) e no 6M25 foi de R\$ 2.936 milhões (vs. R\$ 2.480 milhões no 6M24), explicado, principalmente, pela maior despesa com encargos de dívida em razão do aumento do saldo médio da dívida em relação ao 2T24, devido às captações direcionadas para Capex, e pelo aumento de 0,80 p.p. no CDI acumulado no período (48% da dívida da Companhia está atrelado a esse índice).

Adicionalmente, vale destacar que no 2T25, a rubrica de variações monetárias e cambiais foi positivamente impactada pelo crédito de R\$ 99 milhões referentes à atualização monetária sobre os indébitos.

5. INVESTIMENTOS

O Capex da Neoenergia encerrou o 6M25 em R\$ 5,0 bilhões, conforme tabela a seguir:

CAPEX Neoenergia (R\$ milhões)	2T25	2T24	Δ %	6M25	6M24	Δ %
Redes	2.736	2.260	21%	4.932	4.105	20%
Distribuidoras	1.682	1.243	35%	3.009	2.360	28%
Transmissoras	1.054	1.017	4%	1.923	1.745	10%
Geração e Clientes	55	37	47%	92	54	70%
Hidrelétricas	3	11	(69%)	12	14	(17%)
Eólicas	31	18	70%	54	27	98%
Solar	-	5	(100%)	-	5	(100%)
Termopernambuco	17	1	N/A	19	3	596%
Clientes	3	2	36%	7	5	48%
Outros	2	3	(38%)	9	(0)	N/A
TOTAL	2.792	2.300	21%	5.032	4.159	21%

Nota: Não consideram as atualizações financeiras e provisões capitalizadas

5.1. Redes

5.1.1. Distribuição

No 6M25, o Capex das distribuidoras foi de R\$ 3,0 bilhões, dos quais R\$ 2,0 bilhões foram destinados à expansão de redes. A seguir, a abertura do Capex por distribuidora:

	Neoenergia Coelba			Neoenergia Pernambuco			Neoenergia Cosern			Neoenergia Elektro			Neoenergia Brasília			CONSOLIDADO		
	6M25	6M24	Δ %	6M25	6M24	Δ %	6M25	6M24	Δ %	6M25	6M24	Δ %	6M25	6M24	Δ %	6M25	6M24	Δ %
Expansão de Rede	1.221	916	33%	268	229	17%	144	109	33%	342	296	15%	47	30	54%	2.022	1.581	28%
Programa Luz para Todos	181	201	(10%)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	181	201	(10%)
Novas Ligações	591	458	29%	216	161	34%	95	67	41%	242	194	25%	23	14	66%	1.167	894	30%
Novas SE's e RD's	448	257	74%	53	68	(23%)	50	42	20%	100	102	(2%)	23	16	43%	674	485	39%
Renovação de Ativos	187	185	1%	83	104	(20%)	43	40	8%	74	86	(14%)	40	28	47%	427	442	(3%)
Melhoria da Rede	101	52	97%	29	26	10%	25	17	50%	47	44	8%	21	9	146%	224	147	52%
Perdas e Inadimplência	42	37	13%	52	40	31%	4	7	(42%)	4	7	(43%)	11	9	24%	113	100	13%
Outros	153	74	107%	53	18	188%	38	11	237%	77	32	142%	23	41	(44%)	343	176	95%
Movimentação Material (Estoque x Obra)	101	1	N/A	2	30	(92%)	13	12	9%	8	(9)	N/A	33	14	135%	158	48	228%
(=) Investimento Bruto	1.805	1.265	43%	487	447	9%	268	196	36%	552	455	21%	175	130	35%	3.287	2.493	32%
SUBVENÇÕES	(54)	(44)	24%	(6)	(9)	(28%)	(17)	(1)	N/A	(35)	(19)	86%	(8)	(13)	(39%)	(120)	(85)	41%
(=) Investimento Líquido	1.751	1.221	43%	481	438	10%	251	195	29%	517	437	18%	167	117	43%	3.167	2.408	32%
Movimentação Material (Estoque x Obra)	(101)	(1)	N/A	(2)	(30)	(92%)	(13)	(12)	9%	(8)	9	N/A	134	(14)	N/A	9	(48)	N/A
(+) CAPEX	1.650	1.220	35%	479	409	17%	238	183	30%	509	446	14%	134	103	30%	3.009	2.360	28%
Base de Anuidade Regulatória	153	74	107%	53	18	188%	38	11	237%	77	32	142%	23	41	(44%)	343	176	95%
Base de Remuneração Regulatória	1.551	1.190	30%	432	399	8%	217	173	25%	467	433	8%	119	75	59%	2.786	2.270	23%

5.1.2. Transmissão

No 6M25, o Capex das transmissoras foi de R\$ 1,9 bilhão, integralmente dedicado à construção final das linhas e subestações dos lotes.

5.2. Geração e Clientes

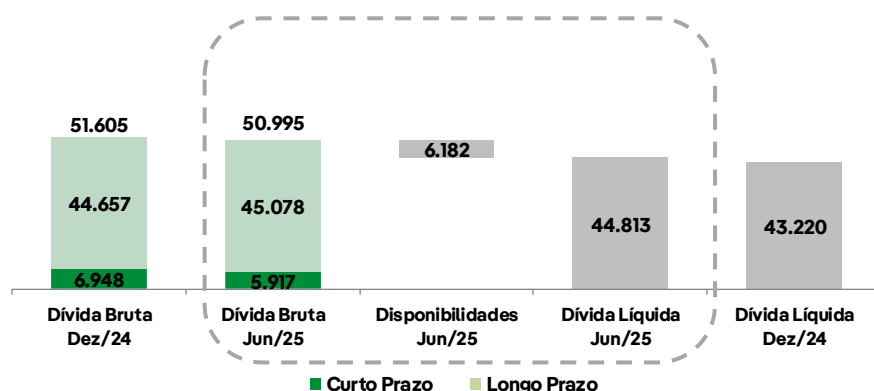
Os investimentos realizados em Geração e Clientes somaram R\$ 92 milhões no 6M25, destinados, principalmente, para manutenção dos parques eólicos e das hidrelétricas.

6. ENDIVIDAMENTO

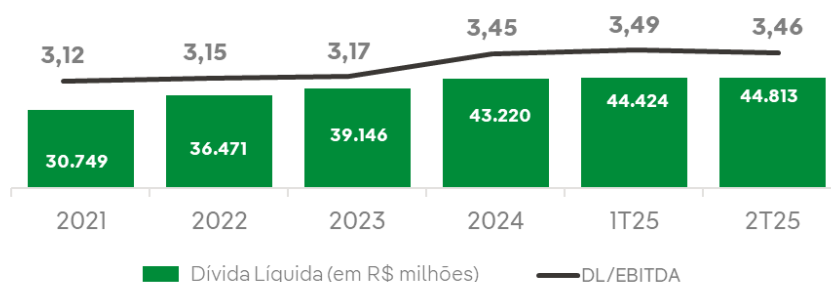
6.1. Posição de Dívida e Alavancagem Financeira

Em junho de 2025, a dívida líquida do consolidado da Neoenergia, incluindo caixa, equivalentes de caixa e títulos e valores mobiliários atingiu R\$ 44.813 milhões (dívida bruta de R\$ 50.995 milhões), apresentando um crescimento de 4% (R\$ 1.593 milhões) em relação a dezembro de 2024, explicado principalmente pela execução de CAPEX dos projetos de redes. Em relação a segregação do saldo devedor, a Neoenergia possui 88% da dívida contabilizada no longo prazo e 12% no curto prazo.

R\$ milhões



O indicador financeiro Dívida total líquida/EBITDA passou de 3,45x em dezembro de 2024 para 3,46x em junho de 2025.



6.2. Cronograma de amortização das dívidas

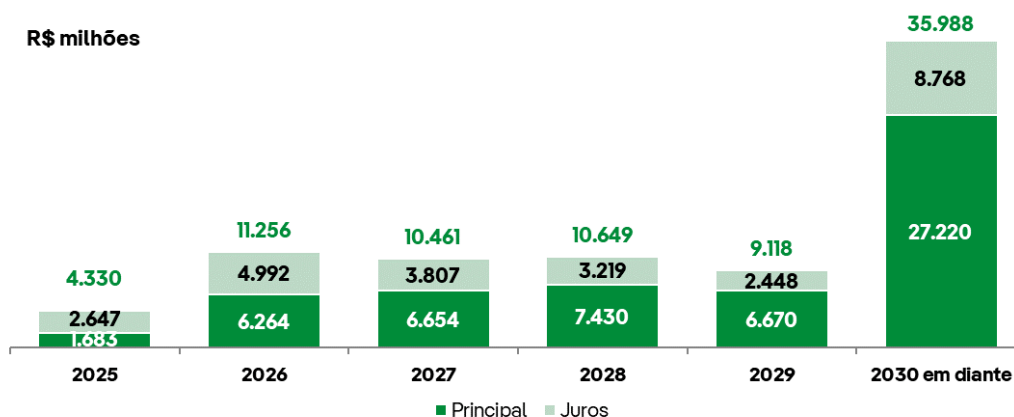
A Companhia busca alinhar a estrutura de sua dívida em consonância com o ciclo financeiro de seus negócios, observando as peculiaridades de cada empresa e as características de suas concessões e autorizações. Visando eficiência por meio da redução do custo da dívida e do alongamento de seu perfil de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

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

Em 2025, as maiores amortizações são referentes a Neoenergia Coelba no valor estimado de R\$ 694 milhões, da Neoenergia Pernambuco, de R\$ 408 milhões, e da Neoenergia Elektro, de R\$ 227 milhões. A soma destes vencimentos equivale a 76% do volume consolidado a amortizar neste período.

Em 2026, as maiores concentrações de pagamento de dívida são referentes a Neoenergia Coelba, no valor estimado de R\$ 2.040 milhões, da Neoenergia Pernambuco, de R\$ 1.006 milhões, da Neoenergia Elektro, de R\$ 870 milhões, e da Neoenergia Brasília, de R\$ 650 milhões. A soma dos vencimentos dessas distribuidoras equivale a 71% do volume consolidado a amortizar neste período.

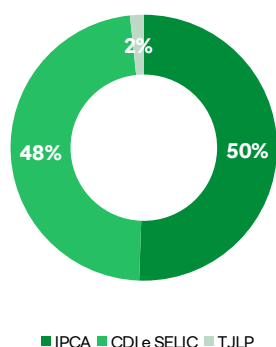
O prazo médio do endividamento da Neoenergia em junho de 2025 foi de 5,77 anos (vs. 6,30 anos em dezembro de 2024). O gráfico abaixo apresenta o cronograma de vencimentos de principal e juros da dívida, utilizando as curvas *forward* de mercado para os indexadores e moedas atrelados ao endividamento vigente ao final do 2T25.



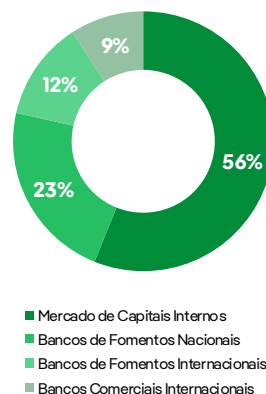
6.3. Perfil Dívida

Os gráficos abaixo apresentam o saldo de dívidas segregado por fonte de captação e por indexador. O custo médio da dívida consolidado em junho de 2025 foi de 11,6% (vs. 10,8% em dezembro de 2024).

DÍVIDA LÍQUIDA POR INDEXADOR (pós swap)



DÍVIDA POR FUNDING



No 2T25 captamos um total de R\$ 2.694 milhões. Destacamos as seguintes linhas de desembolso de dívida:

- Liberação da 20ª Emissão de Debêntures da Neoenergia Coelba, no valor de R\$ 700 milhões e prazo de 7 anos;
- Desembolso da 16ª Emissão de Debêntures da Neoenergia Pernambuco, no valor de R\$ 700 milhões e prazo de 7 anos;
- Liberação da 15ª Emissão de Debêntures da Neoenergia Elektro, no valor de R\$ 700 milhões e prazo de 7 anos;
- Desembolso de financiamento do BNDES para Neoenergia Coelba no montante de R\$ 394 milhões e prazo de 3 anos;
- Desembolso de linha 4131 junto ao BOFA para Neoenergia Elektro no montante de R\$ 200 milhões e prazo de 3 anos.

7. RATING

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

8. MERCADO DE CAPITAIS

Em 30 de junho de 2025, o valor de mercado da Companhia era de R\$31,02 bilhões com as ações (NEOE3) cotadas a R\$25,56. No acumulado de 2025, as ações apresentaram valorização de 38,5%, conforme demonstrado nos gráficos abaixo:



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

Mercado de capitais	IPO	2T25
Quantidade de ações (mil)	1.213.797.248	1.213.797.248
Valor da ação	15,65	25,56
Valor de mercado ¹ (R\$ milhões)	18.996	31.025

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

9. ESG

A Neoenergia adota uma estratégia de Sustentabilidade integrada ao seu modelo de negócios. Para reforçar esse compromisso, a companhia possui 30 metas de Sustentabilidade para os anos de 2025 e 2030, que são acompanhadas e divulgadas trimestralmente. As metas foram aprovadas pelo Conselho de Administração e estão alinhadas aos temas mais relevantes apontados pelos grupos de interesse da empresa. Na tabela a seguir, são apresentados os resultados alcançados no 6M25:

	Metas ESG	Parâmetros	6M25 Real	2025 Meta	2030 Meta
E	Emissões	Emissões de gCO2/kWh na geração (escopo 1)	2,4	36	20
	Digitalização de redes	% redes de Alta Tensão e Média Tensão digitalizadas	81,2%	83%	90%
	Eletrificação da frota	% de veículos leves próprios eletrificados na frota Neoenergia	15,4%	13%	50%
	Frota de veículos leves sustentável	% sobre a frota total de veículos leves (flex, híbrido ou elétrico)	99,6%	99%	100%
	Capacidade instalada de água de reuso	Milhões de litros	8,3	7,5	10
	Avaliação de Biodiversidade	% ativos com avaliação de biodiversidade e plano de impacto positivo	0%	20%	100%
S	Mulheres em posições relevantes	% de mulheres nas posições de Diretoria e Superintendência	32,5%	31%	35%
	Mulheres em postos de liderança	% de mulheres em postos de liderança nas posições de Diretoria, Superintendência e Gerência	32,3%	33%	40%
	Mulheres formadas eletricistas	% de mulheres formadas nas escolas de eletricistas	33,6%	30%	35%
	Mulheres em postos de eletricista	% de mulheres em postos de eletricistas	10,3%	9%	12%
	Diversidade racial	% de pretos e pardos nas posições de Diretoria, Superintendência, Gerência e Supervisão	29,8%	35%	40%
	Voluntariado corporativo	Nº de voluntários (colaboradores e acompanhantes)	1.199	3.700	4.700
	Segurança (ISO 45001)	% colaboradores próprios lotados em sites certificados pela ISO 45001	56,2%	50%	60%
	Segurança	Número de acidentes de trabalho com e sem afastamento (equipe própria)	0,48	<0,43	<0,39
	Formação	Média de horas para formação de colaboradores e de profissionais das comunidades onde atuamos	80,1	67	70
	Cientes digitais	% de transações digitais / (Transações humanas + Transações digitais)	94,6%	95,1%	95,1%
	Inclusão e diversidade para atendimento ao cliente	Número de soluções implementadas	21	22	NA
	Beneficiários do Instituto Neoenergia	Beneficiários anuais dos programas (mil)	312	280	412
	Qualidade de fornecimento	Duração Equivalente das Interrupções por unidade consumidora	8,72	9,29	8,44
	Compras de fornecedores locais	% do volume faturado de compras com fornecedores locais	99,5%	>90%	>90%
	Compras de fornecedores sustentáveis	% de fornecedores relevantes classificados como sustentáveis	88%	>80%	>85%
	Procedimento de Due Diligence de Direitos Humanos	Revisão contínua	✓	✓	✓
	Processo formal de engajamento das Partes Interessadas	Ampliar o engajamento das partes interessadas por meio de mecanismos e canais diversos	✓	✓	✓
	Avaliações de cibersegurança	Número de avaliações anuais ou verificações externas	205	316	316
	Treinamentos em cibersegurança	Número de horas anuais de treinamento em cibersegurança e proteção das informações	7.548	11.500	13.100
G	Remuneração variável ESG	% da remuneração variável para incentivo de longo prazo atrelada a ESG	30%	30%	33%
	Práticas de Governança Corporativa	Manter as melhores práticas de governança	✓	✓	✓
	Certificação externa independente ou validação do sistema de Compliance	Obter/manter (anualmente)	✓	✓	✓
F	Framework de financiamento verde	Revisão anual e atualização (se aplicável)	✓	✓	✓
	Financiamento ESG	% novos contratos financeiros no triênio de 2023/2025 e 2026/2030 com classificação ESG/verde (com taxonomia europeia)	84%	>60%	>75%

As práticas sustentáveis da Neoenergia a destacam em importantes índices e ratings de sustentabilidade e governança. A companhia integra a carteira do FTSE4 Good Index Series e dos Índices de Sustentabilidade Empresarial ISE e IDiversa, da B3 - Brasil, Bolsa, Balcão. Além disso, está presente no The Sustainability Yearbook da S&P. A empresa também se destaca no CDP, e passou a integrar a A List, com score A em Mudanças Climáticas e B em Segurança Hídrica. Recentemente, a Neoenergia foi reconhecida como uma das líderes mundiais em sustentabilidade, ocupando a 42ª posição no ranking Carbon Clean 200, sendo a 3ª colocada do Brasil e do setor a nível global. A Neoenergia Coelba, subsidiária da Neoenergia, ficou na 140ª posição no ranking, sendo a 6ª entre as empresas brasileiras e a 11ª no setor.

Destaques do trimestre:

Em 2025, a Neoenergia alcançou a segunda colocação no ranking geral da 20ª carteira do Índice de Sustentabilidade Empresarial da B3 (ISE B3) 2024/2025, destacando-se como a empresa mais bem posicionada do setor elétrico. Esse avanço de 11 posições em relação ao ciclo anterior reflete o nosso compromisso com a transparência nos negócios e a criação de valor sustentável a todas as nossas partes interessadas.

Com importantes avanços em energia renovável, a Neoenergia deu início às obras de uma das primeiras usinas de hidrogênio verde do país, localizada em Taguatinga (DF). A planta, com inauguração prevista para outubro, terá investimento superior a R\$ 30 milhões e servirá como ponto de abastecimento de veículos leves e pesados. Alimentada por energia solar, a usina integrará o Programa de Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação (P&DI) da Aneel, contribuindo para a mobilidade com emissão zero de carbono.

No âmbito da economia circular, a companhia reciclou recentemente 898 módulos fotovoltaicos nas usinas UFV Luzia II e III, na Paraíba, em parceria com a empresa especializada SunR. A ação destinou corretamente mais de 34 toneladas de resíduos, evitando o descarte de 98 m³ de materiais em aterros e a emissão de 26 toneladas de CO₂.

Em parceria com o Governo Federal, a empresa iniciou a construção da usina solar fotovoltaica no Palácio da Alvorada, que permitirá abastecer 100% do local com energia renovável. Com investimento superior a R\$ 3,5 milhões, viabilizado pelo Programa de Eficiência Energética da Aneel, a usina terá capacidade de 1.095 kWp e gerará cerca de 1.500 MWh por ano — o suficiente para suprir todo o consumo do palácio. A iniciativa deve gerar uma economia anual de mais de R\$ 1 milhão aos cofres públicos, com a promoção de energia limpa e acessível.

No âmbito da inclusão social, foi firmado um acordo com o Governo Federal, em parceria com o programa “Acredita no Primeiro Passo”, do Ministério do Desenvolvimento e Assistência Social, Família e Combate à Fome. A ação oferece oportunidades de qualificação e empregabilidade a pessoas inscritas no CadÚnico, com foco especial na formação feminina através da Escola de Eletricistas, considerada referência global em diversidade pelo Fórum Econômico Mundial. Desde a sua criação, a escola já formou mais de mil mulheres, das quais 70% foram contratadas.

O Instituto Neoenergia lançou a chamada pública Conectar Cultural, que destinará R\$ 500 mil a projetos que preservem a memória imaterial afro-brasileira no Recôncavo da Bahia. Além disso, pela primeira vez, lançou o edital Ilumina Social, que investirá até R\$ 8,5 milhões em projetos voltados à saúde e bem-estar de crianças, adolescentes, idosos, pessoas com deficiência e pacientes em tratamento oncológico, em seis estados e no Distrito Federal.

No esporte, a companhia ampliou seu apoio ao Comitê Olímpico do Brasil (COB) e passou a fornecer energia 100% renovável ao Centro de Treinamento Time Brasil. A medida resultará em uma economia de R\$ 1,4 milhão e na redução de 100 toneladas de CO₂ em 2025. Já no segmento feminino, a campanha “Mais pelo Esporte Feminino” — estrelada por atletas como Bia Souza, Ana Marcela, Antônia Silva e Rayane Soares — reforça o compromisso da Neoenergia com a igualdade de oportunidades e a valorização da presença feminina dentro e fora das arenas esportivas.

A Neoenergia foi reconhecida pelo do Pacto Global Rede Brasil, como referência em boas práticas corporativas com o programa Potencialize, voltado à promoção da equidade racial no setor energético. A iniciativa, tem como objetivo impulsionar a diversidade na companhia, ampliando oportunidades e promovendo uma estrutura corporativa mais representativa. Lançado inicialmente na Neoenergia Coelba, o programa já foi expandido para outras distribuidoras e áreas corporativas após resultados positivos. O reconhecimento ocorreu durante o Fórum Ambição 2030, que reuniu lideranças para discutir ações concretas em prol da sustentabilidade e da justiça social, destacando o Potencialize como boa prática dentro do Movimento “Raça é Prioridade”.

10. OUTROS TEMAS

10.1. Clientes Baixa Renda

	2T25						2T24					
Nº de Consumidores Residenciais (milhares)	Consolidado	 Neoenergia Coelba	 Neoenergia Pernambuco	 Neoenergia Cosern	 Neoenergia Eneco	 Neoenergia Brasília	Consolidado	 Neoenergia Coelba	 Neoenergia Pernambuco	 Neoenergia Cosern	 Neoenergia Eneco	 Neoenergia Brasília
Convencional	10.989	4.130	2.527	1.023	2.363	946	10.862	4.161	2.478	1.001	2.275	947
Baixa Renda	4.021	2.002	1.246	408	251	115	3.822	1.821	1.207	402	293	99
Total	15.010	6.131	3.773	1.431	2.614	1.060	14.683	5.982	3.684	1.403	2.568	1.046

10.2. Reajuste Neoenergia Coelba e Cosern

Em 15 de abril de 2025, a Aneel aprovou os reajustes tarifários da Neoenergia Coelba com efeito médio para o consumidor de 2,05% e da Neoenergia Cosern com efeito médio para o consumidor de -0,32%, aplicados a partir de 22 de abril de 2025.

Neoenergia Coelba

A variação da Parcela A foi de 3,2%, totalizando R\$ 8.711,5 milhões, impactada principalmente pelos aumentos de 15,2% nos encargos setoriais. O preço médio de repasse dos contratos de compra de energia foi definido em R\$ 266,00/MWh. Já a variação da Parcela B foi de 8,1% (R\$ 6.269,8 milhões), reflexo da inflação acumulada (IGP-M) desde o último reajuste, de +8,58%, deduzida do Fator X, de 0,51%.

Neoenergia Cosern

A variação da Parcela A foi de 3,7%, totalizando R\$ 2.227,5 milhões, impactada principalmente pelos aumentos de 19,7% dos encargos setoriais. O preço médio de repasse dos contratos de compra de energia foi definido em R\$ 288,17/MWh. Já a variação da Parcela B foi de 6,6%, (R\$ 1.312,1 milhões), reflexo da inflação acumulada (IGP-M) desde o último reajuste, de +8,58%, deduzida do Fator X, de 1,95%.

10.3. Revisão Neoenergia Pernambuco

Em 29 de abril de 2025, a Aneel aprovou a revisão tarifária da Neoenergia Pernambuco, com efeito médio para o consumidor de 0,61%, aplicado a partir de 29 de abril de 2025.

A Parcela B atingiu R\$ 2.818 milhões, com variação no período de 16,2% 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\$ 5.328 milhões, apresentando variação no período de 3,9%, contribuindo com o índice final com 2,66%. Os componentes financeiros participaram no índice final com -7,25.

Para a Base de Remuneração Líquida, o valor homologado foi de R\$ 8.284 milhões, a valores de abril de 2025, refletido o reconhecimento dos investimentos realizados.

Quanto às Perdas Elétricas Totais Regulatórias reconhecidas na tarifa, a Aneel estabeleceu o percentual equivalente a 16,11% sobre a energia injetada (inclui a da MMGD compensada), um aumento de 0,91 p.p. em relação à cobertura anterior.

10.4. Venda de participação da LT Itabapoana

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

A dívida líquida de Itabapoana no valor de R\$ 577 milhões (data base 30/09/24), já se encontra desconsolidada, uma vez que, em dezembro de 2024, a Itabapoana havia sido classificada como ativo não circulante, mantido para venda.

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

10.5. Closing da Venda da participação da UHE Baixo Iguaçu

Em 30 de junho de 2025 a Neoenergia anunciou o *closing* da operação de venda da totalidade das ações do capital social da Geração Céu Azul S.A. que, por sua vez, detém uma participação de 70% no Consórcio Empreendedor Baixo Iguaçu, que opera a Usina Hidrelétrica Baixo Iguaçu, situada no Paraná, pelo valor de R\$ 1.050,4 milhões.

Essa operação reforça a estratégia de rotação de ativos da Neoenergia com foco na otimização de portfólio com geração de valor, seguindo a disciplina de capital.

10.6. Parceria para Autoprodução com a Nexus

Em julho de 2025 a Neoenergia anunciou ao mercado operação com a Nexus, por meio da sua subsidiária Neoenergia Renováveis, para implementação de autoprodução de energia por fonte eólica, gerada por parte do Complexo Eólico Chafariz, com capacidade instalada total de 471 MW, dos quais 15 MW serão destinados para Nexus pelo prazo de 10 anos a partir de janeiro de 2026.

A operação inclui:

- (i) Contratos de Compra e Venda de Ações e Outras Avenças ("CCVA"), para aquisição, pela Nexus, de participação acionária econômica correspondente à 6,87% do capital social de Canoas 3 Energia Renovável S.A. ("Canoas 3"), do Complexo Eólico Chafariz, de titularidade direta da Neoenergia Renováveis; e
- (ii) Contratos de Compra e Venda de Energia Elétrica, com a interveniência e anuência da Companhia e da Neoenergia Renováveis.

10.7. Parceria para Autoprodução com a Ambev

Em julho de 2025 a Neoenergia anunciou ao mercado operação com a Ambev, por meio da sua subsidiária Neoenergia Renováveis, para implementação de autoprodução de energia por fonte eólica, gerada por parte do Complexo Eólico de Oitis, com capacidade instalada total de 566,5 MW, dos quais 55 MWm serão destinados à Ambev até 2033.

A operação inclui:

- (i) Contrato de Compra e Venda de Ações e Outras Avenças ("CCVA"), para aquisição, pela Ambev, de participações acionárias minoritárias em empresas de titularidade direta da Neoenergia Renováveis, que totalizam, respectivamente, 5,73% do capital social de Oitis 3; 5,73% de Oitis 5 e 5,73% de Oitis 7; e
- (ii) Contrato de Compra e Venda de Energia Elétrica, por meio das SPEs, com a interveniência e anuência da Companhia e da Neoenergia Renováveis.

10.8. Contrato de Financiamento com o Banco Europeu de Investimentos (BEI)

Em julho de 2025 a Neoenergia anunciou ao mercado que a Neoenergia Coelba assinou Contrato de Financiamento com o BEI, uma das maiores agências multilaterais do mundo para financiamento de investimentos alinhados a iniciativas climáticas.

O contrato tem valor de até EUR 300 milhões, com prazo de 10 anos, sendo 2 anos de carência para o principal, destinados à realização de investimentos na distribuidora. O financiamento, classificado como 85% verde e voltado à ação climática, é parte da iniciativa Global Gateway, estratégia da União Europeia lançada em 2021 para promover conexões inteligentes, limpas e seguras nos setores digital, energético e de transporte. Esse é o primeiro financiamento sob essa iniciativa para o Setor Elétrico Brasileiro.

Este contrato reforça o amplo acesso da Companhia a linhas de crédito a custos competitivos, reiterando sua estratégia de diversificação de fontes de financiamento para fomentar o desenvolvimento de seu plano de negócios.

II. NOTA DE CONCILIAÇÃO

A Neoenergia apresenta os resultados do 2T25 e 6M25 a partir de análises gerenciais que a Administração entende traduzir da melhor forma o negócio da companhia, conciliada com os padrões internacionais de demonstrações financeiras intermediárias (International Financial Reporting Standards – IFRS).

Memória de Cálculo (CONSOLIDADO)	Ano atual		Ano anterior		Correspondência nas Notas Explicativas
	2T25	6M25	2T24	6M24	
(+) Receita líquida	12.856	25.141	11.482	23.106	Demonstrações de resultado
(-) Valor de reposição estimado da concessão	(454)	(1.106)	(293)	(711)	Nota 5
(-) Outras receitas	(300)	(498)	(260)	(473)	Nota 5
(+) Ganho/perda na RAP	62	53	9	(7)	Nota 5.3
(+) Penalidades contratuais e regulatórias	(11)	(61)	0	0	Nota 5.3
(+) Receita de operação e manutenção	39	85	42	83	Nota 5.3
(+) Operações fotovoltaicas	0	0	1	1	Nota 5.3
(+) Outras receitas - Outras receitas	2	5	2	4	Nota 5.3
= RECEITA Operacional Líquida	12.194	23.619	10.983	22.003	
(+) Custos com energia elétrica	(5.429)	(10.286)	(4.832)	(9.612)	Demonstrações de resultado
(+) Combustível para produção de energia	(27)	(57)	(44)	(168)	Nota 8
(+) Custos de construção	(2.777)	(5.024)	(2.287)	(4.162)	Demonstrações de resultado
(+) Operações fotovoltaicas	0	(1)	(2)	(4)	Nota 8
= Custo com Energia	(8.233)	(15.368)	(7.165)	(13.946)	
(+) Valor de reposição estimado da concessão	454	1.106	293	711	Nota 5
= MARGEM BRUTA	4.415	9.357	4.111	8.768	
(+) Custos de operação	(1.395)	(2.774)	(1.396)	(2.805)	Demonstrações de resultado
(+) Despesas com vendas	(97)	(184)	(43)	(118)	Demonstrações de resultado
(+) Outras receitas/despesas gerais e administrativas	(604)	(1.162)	(562)	(1.107)	Demonstrações de resultado
(-) Combustível para produção de energia	27	57	44	168	Nota 8
(-) Operações fotovoltaicas	0	1	2	4	Nota 8
(-) Depreciação	763	1.484	696	1.380	Nota 8
(+) Outras receitas	300	498	260	473	Nota 8
(-) Ganho/perda na RAP	(62)	(53)	(9)	7	Nota 5.3
(-) Penalidades contratuais e regulatórias	11	61	0	0	Nota 5.3
(-) Receita de operação e manutenção	(39)	(85)	(42)	(83)	Nota 5.3
(-) Operações fotovoltaicas	0	0	(1)	(1)	Nota 5.3
(-) Outras receitas - Outras receitas	(2)	(5)	(2)	(4)	Nota 5.3
= Despesa Operacional (PMSO)	(1.098)	(2.162)	(1.053)	(2.086)	
(+) PECLD	(152)	(298)	(139)	(297)	Demonstrações de resultado
(+) Equivalência Patrimonial / (-) Ajuste valor justo - investimento	46	31	51	92	Demonstrações de resultado
EBITDA	3.211	6.928	2.970	6.477	
(+) Depreciação e Amortização	(763)	(1.484)	(696)	(1.380)	Demonstrações de resultado e Nota 8
(+) Resultado Financeiro	(1.375)	(2.936)	(1.187)	(2.480)	Demonstrações de resultado
(+) IR/CS	567	138	(258)	(642)	Demonstrações de resultado
(+) Minoritário	(9)	(14)	(14)	(33)	Demonstrações de resultado
LUCRO LÍQUIDO	1.631	2.632	815	1.942	Demonstrações de resultado

ANEXO I – DREs Gerenciais por Negócio

(data base 30/06/2025):

DRE (R\$ MM)	REDES								GERAÇÃO E CLIENTES								OUTROS							
	2T25	2T24	Variação		6M25	6M24	Variação		2T25	2T24	Variação		6M25	6M24	Variação		2T25	2T24	Variação		6M25	6M24	Variação	
			R\$	%			R\$	%			R\$	%			R\$	%			R\$	%			R\$	%
MARGEM BRUTA	3.995	3.584	411	11%	8.544	7.700	844	11%	432	531	(99)	(19%)	838	1.077	(239)	(22%)	(12)	(4)	(8)	200%	(25)	(9)	(16)	178%
(-) Despesas Operacionais	(896)	(853)	(43)	5%	(1.759)	(1.697)	(62)	4%	(129)	(132)	3	(2%)	(270)	(254)	(16)	6%	(73)	(68)	(5)	7%	(133)	(135)	2	(1%)
(-) PECLD	(152)	(138)	(14)	10%	(298)	(296)	(2)	1%	-	(1)	1	(100%)	-	(1)	1	(100%)	-	-	-	-	-	-	-	-
(+) Equivalência Patrimonial / Operações Corporativas	15	49	(34)	(69%)	3	86	(83)	(97%)	32	2	30	1500%	29	6	23	383%	(1)	-	(1)	-	(1)	-	(1)	-
EBITDA	2.962	2.642	320	12%	6.490	5.793	697	12%	335	400	(65)	(16%)	597	828	(231)	(28%)	(86)	(72)	(14)	19%	(159)	(144)	(15)	10%
Depreciação	(575)	(512)	(63)	12%	(1.133)	(1.014)	(119)	12%	(130)	(122)	(8)	7%	(234)	(244)	10	(4%)	(58)	(62)	4	(6%)	(117)	(122)	5	(4%)
Resultado Financeiro	(1.313)	(1.105)	(208)	19%	(2.804)	(2.267)	(537)	24%	(40)	(48)	8	(17%)	(86)	(112)	26	(23%)	(22)	(34)	12	(35%)	(46)	(101)	55	(54%)
IR/CS	569	(238)	807	N/A	196	(565)	761	N/A	(21)	(30)	9	(30%)	(73)	(92)	19	(21%)	19	10	9	90%	15	15	-	-
Eliminações (Part. Minoritária)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(9)	(14)	5	(36%)	(14)	(33)	19	(58%)
LUCRO LÍQUIDO	1.643	787	856	109%	2.749	1.947	802	41%	144	200	(56)	(28%)	204	380	(176)	(46%)	(156)	(172)	16	(9%)	(321)	(385)	64	(17%)

ANEXO II – Balanço Patrimonial por Negócio

(data base 30/06/2025):

	Redes			Geração e Clientes					Outros	
BALANÇO PATRIMONIAL - R\$ Milhões	Distribuição	Transmissão	Total Redes	Geração eólica	Geração hidráulica	Geração a gás	Comercialização e serviços	Total Geração e Clientes	Total	Consolidado
ATIVO CIRCULANTE										
Caixa e equivalentes de caixa	2.305	216	2.521	1.122	349	128	77	1.676	1.410	5.607
Contas a receber de clientes e outros	9.600	66	9.666	115	38	22	175	350	-	10.016
Títulos e valores mobiliários	79	18	97	5	-	-	-	5	-	102
Instrumentos financeiros derivativos	129	18	147	-	-	-	2	2	1	150
Concessão do serviço público (ativo contratual)	-	1.205	1.205	-	-	-	-	-	-	1.205
Ativos não circulantes mantidos para a venda	-	978	978	-	-	-	-	-	-	978
Outros ativos circulantes	2.583	267	2.850	31	26	55	27	139	311	3.300
TOTAL DO CIRCULANTE	14.696	2.768	17.464	1.273	413	205	281	2.172	1.722	21.358
NÃO CIRCULANTE										
Contas a receber de clientes e outros	412	-	412	-	-	-	15	15	-	427
Títulos e valores mobiliários	90	11	101	362	8	-	2	372	-	473
Instrumentos financeiros derivativos	315	-	315	4	-	-	-	4	89	408
Concessão do serviço público (ativo financeiro)	36.277	-	36.277	-	-	-	-	-	-	36.277
Concessão do serviço público (ativo contratual)	5.505	15.845	21.350	-	-	-	-	-	-	21.350
Investimentos em controladas, coligadas e joint ventures	-	958	958	-	863	-	5	868	-	1.826
Direito de uso	144	1	145	40	2	4	2	48	2	195
Imobilizado	-	27	27	7.691	1.677	914	17	10.299	53	10.379
Intangível	9.581	13	9.594	113	1.912	1	38	2.064	2	11.660
Outros ativos não circulantes	4.886	971	5.857	289	36	129	76	530	76	6.463
TOTAL DO NÃO CIRCULANTE	57.210	17.826	75.036	8.499	4.498	1.048	155	14.200	222	89.458
ATIVO TOTAL	71.906	20.594	92.500	9.772	4.911	1.253	436	16.372	1.944	110.816
PASSIVO CIRCULANTE										
Fornecedores, contas a pagar a empreiteiros e contratos de convênio	3.454	337	3.791	94	21	20	58	193	263	4.247
Empréstimos e financiamentos	4.553	710	5.263	244	42	-	16	302	270	5.835
Instrumentos financeiros derivativos	170	1	171	-	-	-	5	5	56	232
Passivo financeiro setorial (Parcela A e outros)	1.157	-	1.157	-	-	-	-	-	-	1.157
Outros passivos circulantes	4.747	1.722	6.469	796	166	75	160	1.197	(831)	6.835
TOTAL DO CIRCULANTE	14.081	2.770	16.851	1.134	229	95	239	1.697	(242)	18.306
NÃO CIRCULANTE										
Fornecedores, contas a pagar a empreiteiros e contratos de convênio	210	-	210	-	-	-	-	-	-	210
Empréstimos e financiamentos	31.553	5.600	37.153	3.048	160	-	42	3.250	4.457	44.860
Instrumentos financeiros derivativos	301	3	304	-	-	-	2	2	320	626
Passivo financeiro setorial (Parcela A e outros)	1.505	-	1.505	-	-	-	-	-	-	1.505
Outros passivos não circulantes	6.050	2.624	8.674	418	771	43	26	1.258	18	9.950
TOTAL DO NÃO CIRCULANTE	39.619	8.227	47.846	3.466	931	43	70	4.510	4.795	57.151
TOTAL DO PASSIVO	53.700	10.997	64.697	4.600	1.160	138	309	6.207	4.553	75.457
PATRIMÔNIO LÍQUIDO										
Atribuído aos acionistas controladores	18.111	9.573	27.684	5.153	3.751	1.115	127	10.146	(2.609)	35.221
Atribuído aos acionistas não controladores	95	24	119	19	-	-	-	19	-	138
PATRIMÔNIO LÍQUIDO TOTAL	18.206	9.597	27.803	5.172	3.751	1.115	127	10.165	(2.609)	35.359
TOTAL DO PASSIVO E DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO	71.906	20.594	92.500	9.772	4.911	1.253	436	16.372	1.944	110.816
DÍVIDA										
Dívida Bruta										
Ativo										
CIRCULANTE										
Caixa e equivalentes de caixa	2.305	216	2.521	1.122	349	128	77	1.676	1.410	5.607
Títulos e valores mobiliários	79	18	97	5	-	-	-	5	-	102
Instrumentos financeiros derivativos	129	18	147	-	-	-	2	2	1	150
NÃO CIRCULANTE										
Títulos e valores mobiliários	90	11	101	362	8	-	2	372	-	473
Instrumentos financeiros derivativos	315	-	315	4	-	-	-	4	89	408
PASSIVO										
CIRCULANTE										
Empréstimos e financiamentos	4.553	710	5.263	244	42	-	16	302	270	5.835
Instrumentos financeiros derivativos	170	1	171	-	-	-	5	5	56	232
NÃO CIRCULANTE										
Empréstimos e financiamentos	31.553	5.600	37.153	3.048	160	-	42	3.250	4.457	44.860
Instrumentos financeiros derivativos	301	3	304	-	-	-	2	2	320	626
Dívida Bruta Total	36.133	6.296	42.429	3.288	202	-	63	3.553	5.013	50.995
Dívida Líquida Total	33.659	6.051	39.710	1.799	(155)	(128)	(16)	1.500	3.603	44.813

ANEXO III – Fluxo de Caixa Consolidado

(data base 30/06/2025):

FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES OPERACIONAIS - R\$ Milhões	6M25	6M24
Lucro Líquido do Período/Exercício	2.646	1.975
Ajutado por:		
Depreciação e amortização	1.514	1.407
Baixa de ativos não circulantes	63	66
Equivalência Patrimonial	10	(28)
Ajuste a valor justo/valor recuperável - <i>Impairment</i>	(41)	(64)
Tributos sobre o lucro	(138)	642
Resultado financeiro, líquido	2.936	2.480
Valor de reposição estimado da concessão	(1.106)	(711)
Alterações no capital de giro:		
Contas a receber de clientes e outros	(141)	203
Concessão do serviço público (Ativo contratual - Transmissão)	(2.542)	(2.207)
Fornecedores, contas a pagar de empreiteiros e contratos de convênio	99	(657)
Salários, benefícios a empregados e encargos a pagar, líquidos	(218)	(234)
Ativos e passivos financeiros setoriais, líquidos (Parcela A e outros)	191	793
Outros tributos a recuperar (recolher) e encargos setoriais, líquidos	(110)	52
Provisões, líquidas dos depósitos judiciais	(72)	(213)
Outros ativos e passivos, líquidos	90	(623)
Caixa gerado nas operações	3.181	2.881
Dividendos e juros sobre o capital próprio recebidos	54	74
Encargos de dívidas pagos	(1.922)	(1.625)
Instrumentos derivativos pagos, líquidos	(579)	(497)
Rendimento de aplicação financeira	417	423
Pagamento de juros – Arrendamentos	(16)	(14)
Tributos sobre o lucro pagos	(220)	(170)
Caixa gerado pelas atividades operacionais	915	1.072
Fluxo de caixa das atividades de investimentos		
Aquisição de imobilizado e intangível	(101)	(76)
Aumento de capital em investidas	-	(56)
Redução de capital em investidas	-	27
Concessão serviço público (Ativo contratual – Distribuição)	(3.240)	(2.483)
Aplicação de títulos e valores mobiliários	(416)	(222)
Resgate de títulos e valores mobiliários	529	238
Alienação Controlada - Geração Céu Azul S.A.	1.050	-
Caixa consumido nas atividades de investimentos	(2.178)	(2.572)
Fluxo de caixa das atividades de financiamentos		
Captação de empréstimos e financiamentos	3.254	8.900
Pagamento dos custos de captação	(75)	(142)
Pagamento de principal dos empréstimos e financiamentos	(4.854)	(5.411)
Depósitos em garantias	10	(3)
Obrigações vinculadas as concessões	143	135
Pagamento de principal – Arrendamentos	(33)	(27)
Instrumentos derivativos recebidos (pagos), líquidos	679	-
Remuneração paga aos acionistas não controladores	(2)	(15)
Alienação de participação societária em controladas	23	-
Recompra de ações em tesouraria	(5)	-
Caixa gerado nas atividades de financiamentos	(860)	3.437
Aumento (redução) de caixa e equivalentes de caixa no período	(2.123)	1.937
Caixa e equivalentes de caixa no início do período	7.730	7.448
Caixa e equivalentes de caixa no final do período	5.607	9.385



DISCLAIMER

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

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

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

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

HIGHLIGHTS (R\$ MN) 2Q25	2Q25	2Q24	Δ %	6M25	6M24	Δ %
Net Operating Revenue	12,194	10,983	11%	23,619	22,003	7%
Gross Margin	4,415	4,111	7%	9,357	8,768	7%
Operating Expenses	(1,098)	(1,053)	4%	(2,162)	(2,086)	4%
EBITDA	3,211	2,970	8%	6,928	6,477	7%
Financial Income (Loss)	(1,375)	(1,187)	16%	(2,936)	(2,480)	18%
Profit assigned to controlling shareholders	1,631	815	100%	2,632	1,942	36%
Financial Asset (Concession)	454	293	55%	1,106	711	56%
IFRS 15 + Corporate Operations	162	248	(35%)	446	518	(14%)
Cash EBITDA	2,595	2,429	7%	5,376	5,248	2%

OPERATING INDICATORS						
Total Inject Energy (GWh) (SIN + Isolated Systems + DG)	21,887	21,389	2.3%	44,841	43,553	3.0%
Total Distributed Energy (captive + free market + DG)	19,278	18,990	1.5%	38,685	37,953	1.9%
Number of Customers (thousand)	16,810	16,497	2%			

Financial Debt Indicators	2Q25	2024	Variation
Net Debt(1)/EBITDA(2)	3.46	3.45	0.01
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 highlights:

- +2.3% growth of injected energy, including DG, in the 2Q25 and 3.0% in the 6M25;
- Operating expenses controlled: +4% in the 2Q25 and 6M25, absorbing inflation and market growth;
- Cash EBITDA: R\$ 2.6 billion in the 2Q25 (+7% vs. 2Q24) and R\$ 5.4 billion in the 6M25 (+2% vs. 6M24). Highlights include the adjustments of Neoenergia Coelba's and Cosern's Parcel B and Neoenergia Pernambuco's tariff review;
- Positive impact of R\$ 869 million relating to the recognition of tax credits, due to the exclusion of the financial adjustment of the undue PIS/COFINS tax from the IRPJ and CSLL calculation basis;
- Profit: R\$ 1.6 billion in the 2Q25 (+100% vs. 2Q24) and 2.6 billion in the 6M24 (+36% vs. 6M24);
- CAPEX of R\$ 2.8 billion in the 2Q25, of which R\$ 1.7 billion for distribution resulting in a RAB of R\$ 41.8 billion;
- Net Debt/EBITDA of 3.46x in the 2Q25, vs. 3.45x in the 4Q24;
- Partial deliveries of Vale do Itajaí and Morro do Chapéu in the 2Q25, RAP of R\$ 132 million;
- Asset rotation: Closing of Baixo Iguaçu sale transaction (R\$ 1.0 billion in Equity Value).

2Q25 CONFERENCE

Wednesday, July 23, 2025

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

(with simultaneous translation to English)

Access to Webcast: https://tenmeetings.com.br/ten-events/#/webinar?evento=ConferenciadeResultados2T25-Neoenergia_250

SUMMARY

1.	OPERATING PERFORMANCE	4
1.1.	Networks	4
1.2.	Generation and Customers	14
1.2.1.	Renewables	14
1.2.2.	Thermal plant	16
2.	DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO	17
2.1.	Consolidated	17
2.2.	Networks	18
2.3.	Generation and Customers	26
3.	EBITDA	28
4.	FINANCIAL RESULT	29
5.	INVESTMENTS	29
5.1.	Networks	30
5.2.	Generation and Customers	30
6.	INDEBTEDNESS	30
6.1.	Debt Situation and Financial Leverage	30
6.2.	Debt amortization schedule	31
6.3.	Debt Profile	32
7.	RATING	33
8.	CAPITAL MARKETS	33
9.	ESG	33
10.	OTHER MATTERS	36
10.1.	Low-Income Customers	36
10.2.	Neoenergia Coelba and Cosern Adjustments	36
10.3.	Neoenergia Pernambuco Review	36
10.4.	Sale of stake in the Itabapoana Transmission Line	37
10.5.	Closing of the sale of UHE Baixo Iguaçu stake	37
10.6.	Partnership for self-production with Nexus	37
10.7.	Partnership for self-production with Ambev	38
10.8.	Financing Agreement with the European Investment Bank (EIB)	38

11. RECONCILIATION NOTE	38
ANNEX I – Managerial DREs by Business	40
ANNEX II – Balance Sheet by Business	41
ANNEX III –Consolidated Cash Flow	42

1. OPERATING PERFORMANCE

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

1.1. Networks

1.1.1. Distributors

1.1.1.1. Number of Consumers

Neoenergia's distributors closed the 2Q25 with 16.8 million active consumers (+1.9% vs. 2Q24), as displayed in the table below:

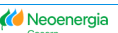
Number of Consumers (thousand)	2Q25						2Q24						VARIATION					
	Consolidated	Neoenergia Ceará	Neoenergia Pernambuco	Neoenergia Cuiabá	Neoenergia Belo Horizonte	Neoenergia Brasília	Consolidated	Neoenergia Ceará	Neoenergia Pernambuco	Neoenergia Cuiabá	Neoenergia Belo Horizonte	Neoenergia Brasília	Consolidated	Neoenergia Ceará	Neoenergia Pernambuco	Neoenergia Cuiabá	Neoenergia Belo Horizonte	Neoenergia Brasília
Residential	15,010	6,131	3,773	1,431	2,614	1,060	14,683	5,982	3,684	1,403	2,568	1,046	327	150	89	28	46	14
Industrial	38	10	6	2	19	1	38	10	6	2	19	1	0	0	0	0	(0)	(0)
Commercial	1,113	441	226	114	212	119	1,115	443	228	113	211	120	(2)	(2)	(2)	1	1	(0)
Rural	472	175	116	46	126	10	488	184	121	48	126	10	(16)	(9)	(5)	(2)	(0)	(0)
Other	177	72	35	30	34	7	173	71	34	29	33	6	4	1	1	1	1	0
Total	16,810	6,829	4,156	1,622	3,005	1,197	16,497	6,689	4,073	1,595	2,957	1,183	313	140	83	28	48	14

1.1.1.2. Market evolution

Distributed energy (captive + free + DG) amounted to 19,278 GWh in the 2Q25 (+1.5% vs. 2Q24) and 38,685 GWh in the 6M25 (+1.9% vs. 6M24), due to the larger customer base, which offsets the lower temperatures in the period. It's worth noting that as distributors undergo tariff reviews, their reference markets are adjusted to compensate for migrations to distributed generation.

The following are the distributed energy values by distributor, customer type, and market:

Distributed Energy (GWh)	 Neoenergia Coelba			 Neoenergia Pernambuco			 Neoenergia Cosern			 Neoenergia Elektro			 Neoenergia Brasilia			CONSOLIDATED		
	2Q25	2Q24	%	2Q25	2Q24	%	2Q25	2Q24	%	2Q25	2Q24	%	2Q25	2Q24	%	2Q25	2Q24	%
Residential	2,023	2,059	(1.7%)	1,502	1,546	(2.8%)	611	644	(5.2%)	1,323	1,362	(2.9%)	630	638	(1.2%)	6,089	6,249	(2.6%)
Industrial	61	119	(49.0%)	44	83	(46.9%)	20	32	(35.2%)	106	200	(47.0%)	6	6	(4.1%)	237	439	(46.1%)
Commercial	564	701	(19.5%)	346	480	(27.8%)	150	187	(19.8%)	410	509	(19.5%)	274	352	(22.2%)	1,745	2,229	(21.7%)
Rural	700	619	13.1%	115	102	11.7%	74	68	8.8%	193	217	(11.2%)	29	34	(14.9%)	1,110	1,040	6.7%
Others	589	691	(14.7%)	348	373	(6.7%)	162	159	1.8%	286	314	(9.0%)	247	317	(22.1%)	1,633	1,855	(12.0%)
Captive Market	3,937	4,188	(6.0%)	2,355	2,584	(8.8%)	1,018	1,091	(6.7%)	2,318	2,602	(10.9%)	1,186	1,347	(12.0%)	10,814	11,812	(8.5%)
Industrial	1,225	1,149	6.6%	723	706	2.4%	324	294	10.3%	1,981	1,853	6.9%	140	136	3.0%	4,394	4,139	6.2%
Commercial	444	360	23.2%	402	338	19.2%	117	98	19.7%	381	294	29.4%	232	182	27.8%	1,576	1,272	23.9%
Rural	19	7	189.2%	18	9	89.9%	7	0	2953.3%	63	56	12.5%	1	1	17.6%	109	74	47.4%
Others	229	117	95.7%	132	126	5.0%	45	43	3.7%	182	146	24.5%	56	0	12337.1%	644	433	48.7%
Supplies	0	0	-	66	56	17.2%	1	0	-	0	0	-	39	35	9.5%	106	92	14.8%
Free Market + Supply	1,917	1,633	17.4%	1,342	1,235	8.6%	493	435	13.4%	2,607	2,350	10.9%	469	355	32.0%	6,828	6,009	13.6%
Residential	300	189	58.7%	193	144	33.7%	146	95	53.3%	125	88	43.0%	44	30	45.7%	808	546	47.9%
Industrial	14	8	69.5%	23	21	7.7%	7	6	16.2%	16	12	27.9%	2	2	44.5%	62	50	25.5%
Commercial	191	131	45.3%	147	119	24.4%	85	65	30.1%	110	77	42.7%	96	74	30.8%	629	466	35.1%
Rural	45	32	39.4%	17	14	19.2%	10	5	89.9%	38	30	25.7%	6	4	42.6%	115	86	34.5%
Others	3	2	64.1%	5	10	(51.8%)	3	2	27.3%	7	5	38.9%	3	2	49.0%	21	22	(2.4%)
DG Compensation Energy	554	363	52.4%	385	308	24.8%	250	173	44.1%	296	212	39.5%	151	111	35.8%	1,636	1,169	40.0%
Residential	2,323	2,248	3.4%	1,695	1,690	0.3%	757	739	2.3%	1,448	1,450	(0.1%)	674	668	0.9%	6,897	6,795	1.5%
Industrial	1,300	1,276	1.9%	790	810	(2.5%)	351	331	6.0%	2,103	2,065	1.8%	149	144	3.1%	4,693	4,627	1.4%
Commercial	1,199	1,192	0.5%	896	936	(4.3%)	351	350	0.5%	901	881	2.3%	602	608	(0.8%)	3,950	3,967	(0.4%)
Rural	764	658	16.2%	149	126	18.4%	92	74	24.2%	294	303	(3.2%)	36	39	(7.6%)	1,335	1,200	11.2%
Others	822	810	1.4%	485	510	(4.8%)	209	204	2.4%	475	466	2.1%	306	320	(4.3%)	2,298	2,309	(0.5%)
Supplies	0	0	-	66	56	17.2%	1	0	-	0	0	-	39	35	9.5%	106	92	14.4%
Total Distributed Energy (captive + free market + DG)	6,408	6,184	3.6%	4,082	4,128	(1.1%)	1,761	1,699	3.7%	5,220	5,164	1.1%	1,806	1,815	(0.5%)	19,278	18,990	1.5%

Distributed Energy (GWh)	 Neoenergia Coelba			 Neoenergia Pernambuco			 Neoenergia Cosern			 Neoenergia Elektro			 Neoenergia Brasília			CONSOLIDATED		
	6M25	6M24	%	6M25	6M24	%	6M25	6M24	%	6M25	6M24	%	6M25	6M24	%	6M25	6M24	%
Residential	4,153	4,217	(1.5%)	3,049	3,126	(2.4%)	1,243	1,306	(4.8%)	2,890	2,924	(1.2%)	1,281	1,284	(0.2%)	12,616	12,858	(1.9%)
Industrial	126	259	(51.6%)	95	164	(42.4%)	43	63	(31.7%)	217	403	(46.1%)	6	14	(54.4%)	487	903	(46.1%)
Commercial	1,160	1,431	(19.0%)	702	955	(26.5%)	309	378	(18.3%)	879	1,073	(18.1%)	568	711	(20.0%)	3,618	4,548	(20.4%)
Rural	1,239	1,121	10.5%	230	218	5.2%	164	169	(2.8%)	382	437	(12.6%)	50	61	(18.7%)	2,064	2,006	2.9%
Others	1,167	1,361	(14.2%)	695	757	(8.1%)	313	309	1.4%	583	630	(7.4%)	500	643	(22.4%)	3,259	3,700	(11.9%)
Captive Market	7,845	8,390	(6.5%)	4,771	5,220	(8.6%)	2,072	2,225	(6.9%)	4,951	5,467	(9.4%)	2,406	2,714	(11.4%)	22,044	24,016	(8.2%)
Industrial	2,395	2,215	8.1%	1,423	1,360	4.6%	624	572	9.0%	3,838	3,555	7.9%	273	264	3.5%	8,552	7,966	7.4%
Commercial	869	701	24.0%	785	644	21.8%	226	189	19.3%	763	605	26.2%	445	352	26.3%	3,087	2,491	23.9%
Rural	36	11	219.7%	31	19	63.0%	21	1	1613.6%	124	109	13.8%	3	3	15.4%	216	143	50.4%
Others	456	234	94.9%	261	223	17.1%	89	86	3.6%	372	280	32.9%	110	0	24266.4%	1,288	824	56.4%
Supplies	0	0	29.1%	129	116	11.6%	1	1	25.6%	0	0	-	54	58	(7.1%)	184	175	5.5%
Free Market + Supply	3,756	3,161	18.8%	2,629	2,362	11.3%	962	850	13.1%	5,097	4,549	12.0%	884	677	30.6%	13,328	11,599	14.9%
Residential	614	385	59.3%	395	288	36.9%	286	190	50.7%	273	186	47.1%	81	57	41.1%	1,649	1,107	49.0%
Industrial	30	19	59.8%	47	41	12.8%	15	12	16.2%	32	25	28.2%	4	3	44.3%	128	101	26.7%
Commercial	395	272	45.0%	291	240	21.4%	169	130	30.2%	232	157	47.7%	181	143	26.6%	1,268	942	34.6%
Rural	86	52	65.8%	35	25	41.4%	19	8	131.2%	77	59	29.4%	10	7	44.2%	227	151	50.2%
Others	7	5	35.2%	9	15	(37.0%)	5	4	21.4%	14	10	40.9%	5	3	77.2%	41	37	10.1%
DG Compensation Energy	1,132	733	54.3%	776	609	27.6%	494	345	43.3%	628	437	43.7%	282	213	32.0%	3,313	2,338	41.7%
Residential	4,767	4,603	3.6%	3,444	3,414	0.9%	1,529	1,496	2.2%	3,163	3,110	1.7%	1,362	1,342	1.5%	14,265	13,964	2.2%
Industrial	2,550	2,493	2.3%	1,564	1,565	(0.1%)	682	648	5.2%	4,087	3,984	2.6%	284	281	1.1%	9,167	8,970	2.2%
Commercial	2,424	2,405	0.8%	1,778	1,840	(3.3%)	703	697	1.0%	1,873	1,834	2.1%	1,194	1,206	(1.0%)	7,973	7,981	(0.1%)
Rural	1,361	1,184	14.9%	296	262	12.8%	205	179	14.8%	583	605	(3.7%)	63	71	(11.2%)	2,507	2,301	9.0%
Others	1,630	1,600	1.9%	965	994	(2.9%)	408	400	2.1%	970	920	5.4%	614	647	(5.0%)	4,588	4,560	0.6%
Supplies	0	0	-	129	116	11.6%	1	1	-	0	0	-	54	58	(7.1%)	184	175	5.5%
Total Distributed Energy (captive + free market + DG)	12,732	12,283	3.7%	8,177	8,191	(0.2%)	3,528	3,420	3.2%	10,677	10,453	2.1%	3,571	3,604	(0.9%)	38,685	37,953	1.9%

Total residential consumption reached 6,897 GWh in the 2Q25, +1.5% compared to the 2Q24, and 14,265 GWh in the 6M25, +2.2% compared to the 6M24, showing growth in all five distributors.

Industrial consumption grew by +1.4% compared to the 2Q24, highlighted by growth at Neoenergia Cosern (+6.0%) and Neoenergia Brasília (+3.1%), driven by the strong performance of the non-metallic minerals and extractive sectors. Year-to-date, growth is +2.2% compared to the 6M24, also highlighted by growth at Neoenergia Cosern (+5.2%) and Neoenergia Elektro (+2.6%).

The commercial sector consolidated 3,950 GWh in the 2Q25 and 7,973 GWh in the 6M25, in line with the 2Q24 and 6M24.

The rural class ended the quarter with consumption of 1,335 GWh (+11.2% vs. 2Q24) and 2,507 GWh in the 6M25 (+9.0% vs. 6M24), given higher demand for irrigation due to lower rainfall in the period, particularly in the concession areas of Neoenergia Coelba, Pernambuco, and Cosern.

The other classes (public services, government, streetlights, and own use) amounted to 2,298 GWh of consumption in the 2Q25 and 4,588 GWh in the 6M25, in line with the same periods of the previous year.

1.1.1.3. Energy Balance

Total injected energy, including DG, amounted to 21,887 GWh in the 2Q25, +2.3% vs. 2Q24, and 44,841 GWh in the 6M25, +3.0% vs. 6M24, driven by the larger customer base, which offsets the lower temperatures.

ENERGY BALANCE (GWh)	2Q25	2Q24	2Q25 x 2Q24		6M25	6M24	6M25 x 6M24	
			Diff	%			Diff	%
CONSOLIDATED								
Captive Market	10,814	11,812	(998)	(8.4%)	22,044	24,016	(1,972)	(8.2%)
Free Market + Supply	6,828	6,009	819	13.6%	13,328	11,599	1,729	14.9%
Distributed Energy (A)	17,642	17,821	(179)	(1.0%)	35,371	35,615	(244)	(0.7%)
Lost Energy (B)	2,710	2,605	105	4.0%	5,500	5,391	109	2.0%
Non-billed (C)	(486)	(372)	(114)	30.6%	(166)	(138)	(28)	20.3%
SIN + Isolated Systems (D) = (A) + (B) + (C)	19,865	20,054	(188)	(0.9%)	40,706	40,869	(163)	(0.4%)
DG Injected Energy (E)	2,022	1,335	687	51.5%	4,135	2,684	1,451	54.1%
TOTAL INJECTED ENERGY (F) = (D) + (E)	21,887	21,389	498	2.3%	44,841	43,553	1,288	3.0%



Captive Market	3,937	4,188	(250)	(6.0%)	7,845	8,390	(545)	(6.5%)
Free Market + Supply	1,917	1,633	284	17.4%	3,756	3,161	595	18.8%
Distributed Energy (A)	5,855	5,821	34	0.6%	11,600	11,551	49	0.4%
Lost Energy (B)	1,121	1,055	66	6.3%	2,269	2,165	104	4.8%
Non-billed (C)	(137)	(124)	(14)	10.5%	23	(2)	25	N/A
SIN + Isolated Systems (D) = (A) + (B) + (C)	6,839	6,753	86	1.3%	13,892	13,714	178	1.3%
DG Injected Energy (E)	690	421	269	63.9%	1,425	891	534	59.9%
TOTAL INJECTED ENERGY (F) = (D) + (E)	7,529	7,174	355	4.9%	15,317	14,605	712	4.9%



Captive Market	2,355	2,584	(229)	(8.9%)	4,771	5,220	(449)	(8.6%)
Free Market + Supply	1,342	1,235	106	8.7%	2,629	2,362	267	11.3%
Distributed Energy (A)	3,697	3,819	(122)	(3.2%)	7,400	7,582	(182)	(2.4%)
Lost Energy (B)	888	833	55	6.6%	1,753	1,725	28	1.6%
Non-billed (C)	(84)	(115)	31	(27.0%)	(36)	(8)	(28)	350.0%
SIN + Isolated Systems (D) = (A) + (B) + (C)	4,501	4,537	(36)	(0.8%)	9,118	9,300	(182)	(2.0%)
DG Injected Energy (E)	480	338	142	42.0%	971	663	308	46.5%
TOTAL INJECTED ENERGY (F) = (D) + (E)	4,981	4,875	106	2.2%	10,089	9,963	126	1.3%

ENERGY BALANCE (GWh)	2Q25	2Q24	2Q25 x 2Q24		6M25	6M24	6M25 x 6M24	
			Diff	%			Diff	%
								
Captive Market	1,018	1,091	(73)	(6.7%)	2,072	2,225	(153)	(6.9%)
Free Market + Supply	493	435	58	13.3%	962	850	112	13.2%
Distributed Energy (A)	1,511	1,526	(15)	(1.0%)	3,034	3,075	(41)	(1.3%)
Lost Energy (B)	116	136	(20)	(14.7%)	255	295	(39)	(13.6%)
Non-billed (C)	6	(37)	43	N/A	(29)	(36)	7	(19.4%)
SIN + Isolated Systems (D) = (A) + (B) + (C)	1,633	1,625	8	0.5%	3,260	3,334	(74)	(2.2%)
DG Injected Energy (E)	303	191	112	58.6%	597	387	210	54.3%
TOTAL INJECTED ENERGY (F) = (D) + (E)	1,936	1,816	120	6.6%	3,857	3,721	136	3.7%

								
Captive Market	2,318	2,602	(284)	(10.9%)	4,951	5,467	(516)	(9.4%)
Free Market + Supply	2,607	2,350	257	10.9%	5,097	4,549	548	12.0%
Distributed Energy (A)	4,924	4,952	(28)	(0.6%)	10,048	10,016	32	0.3%
Lost Energy (B)	353	363	(9)	(2.8%)	753	788	(35)	(4.4%)
Non-billed (C)	(266)	(79)	(187)	236.7%	(132)	(79)	(53)	67.1%
SIN + Isolated Systems (D) = (A) + (B) + (C)	5,012	5,236	(224)	(4.3%)	10,669	10,726	(57)	(0.5%)
DG Injected Energy (E)	380	250	130	52.0%	799	499	300	60.1%
TOTAL INJECTED ENERGY (F) = (D) + (E)	5,392	5,486	(94)	(1.7%)	11,468	11,225	243	2.2%

								
Captive Market	1,186	1,347	(162)	(12.0%)	2,406	2,714	(308)	(11.3%)
Free Market + Supply	469	355	114	32.1%	884	677	207	30.6%
Distributed Energy (A)	1,654	1,702	(48)	(2.8%)	3,289	3,391	(102)	(3.0%)
Lost Energy (B)	231	218	13	6.0%	470	418	52	12.4%
Non-billed (C)	(5)	(17)	12	(70.6%)	8	(13)	21	N/A
SIN + Isolated Systems (D) = (A) + (B) + (C)	1,880	1,903	(23)	(1.2%)	3,767	3,795	(28)	(0.7%)
DG Injected Energy (E)	168	134	34	25.4%	343	243	99	41.2%
TOTAL INJECTED ENERGY (F) = (D) + (E)	2,049	2,037	12	0.6%	4,110	4,038	72	1.8%

NOTE: Distributed energy does not consider DG compensation energy.

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 tariff coverage.

DISCOS	Losses 12 months (%)															
	Technical Loss					Non-Technical Loss					Total Losses					
	2Q24	3Q24	4Q24	1Q25	2Q25	2Q24	3Q24	4Q24	1Q25	2Q25	2Q24	3Q24	4Q24	1Q25	2Q25	Aneel 25
 Neoenergia Coelba	10.73%	10.91%	10.91%	10.88%	10.87%	5.38%	4.81%	4.78%	4.91%	4.99%	16.11%	15.72%	15.69%	15.79%	15.86%	16.41%
 Neoenergia Pernambuco	9.16%	9.31%	9.60%	9.61%	9.47%	8.95%	8.46%	8.33%	8.38%	8.64%	18.11%	17.77%	17.93%	17.98%	18.11%	16.59%
 Neoenergia Cosern	7.76%	7.85%	7.72%	7.78%	8.22%	0.95%	0.32%	0.88%	(0.01%)	(0.22%)	8.71%	8.18%	8.60%	7.77%	7.99%	11.42%
 Neoenergia Elektro	5.93%	5.94%	5.95%	5.95%	5.94%	1.82%	1.39%	0.83%	1.21%	0.42%	7.75%	7.33%	6.77%	7.16%	6.37%	7.64%
 Neoenergia Brasília	8.20%	8.23%	8.34%	8.37%	8.44%	2.95%	2.78%	2.96%	3.64%	3.93%	11.15%	11.02%	11.30%	12.01%	12.38%	11.71%

DISCOS	Total Losses 12 months (GWh)															
	Technical Loss					Non-Technical Loss					Total Losses					
	2Q24	3Q24	4Q24	1Q25	2Q25	2Q24	3Q24	4Q24	1Q25	2Q25	2Q24	3Q24	4Q24	1Q25	2Q25	Aneel 25
 Neoenergia Coelba	2,928	2,987	2,965	2,967	2,975	1,466	1,318	1,299	1,341	1,354	4,394	4,304	4,264	4,309	4,329	4,622
 Neoenergia Pernambuco	1,648	1,681	1,742	1,729	1,700	1,609	1,528	1,511	1,519	1,567	3,257	3,209	3,253	3,248	3,267	2,947
 Neoenergia Cosern	514	520	511	509	538	63	21	58	1	0.4	577	541	569	510	538	804
 Neoenergia Elektro	1,255	1,267	1,269	1,279	1,264	386	297	176	259	94	1,640	1,563	1,445	1,538	1,358	1,648
 Neoenergia Brasília	639	639	638	639	644	230	216	227	279	299	868	856	864	918	943	881

NOTAS: (1) Due to the fact that the period for calculating the June 2025 loss indicator falls after the date of disclosure of this report, data presented are estimates. The 2024 indicators were adjusted for the final calculation. (2) Regulatory Limit: 12 months

In April 2025, ANEEL improved the methodology for calculating regulatory coverage for non-technical losses due to the impacts of the growth of Distributed Generation, which reduces distributors' revenues due to the compensated energy of consumers participating in the compensation system. The change takes effect as from the 2025 tariff processes and it has already been implemented for Neoenergia Coelba, Neoenergia Pernambuco, and Neoenergia Cosern.

Neoenergia Coelba showed 12-months total losses in the 2Q25 of 15.86%, fitting in its regulatory limit of 16.41%.

At Neoenergia Pernambuco, the indicator ended the 2Q25 at 18.11%, still above the regulatory level of 16.59%.

Neoenergia Cosern ended the 2Q25 at 7.99%, remaining below its regulatory limit of 11.42%.

Neoenergia Elektro closed the period at 6.37%, also below the regulatory limit of 7.64%.

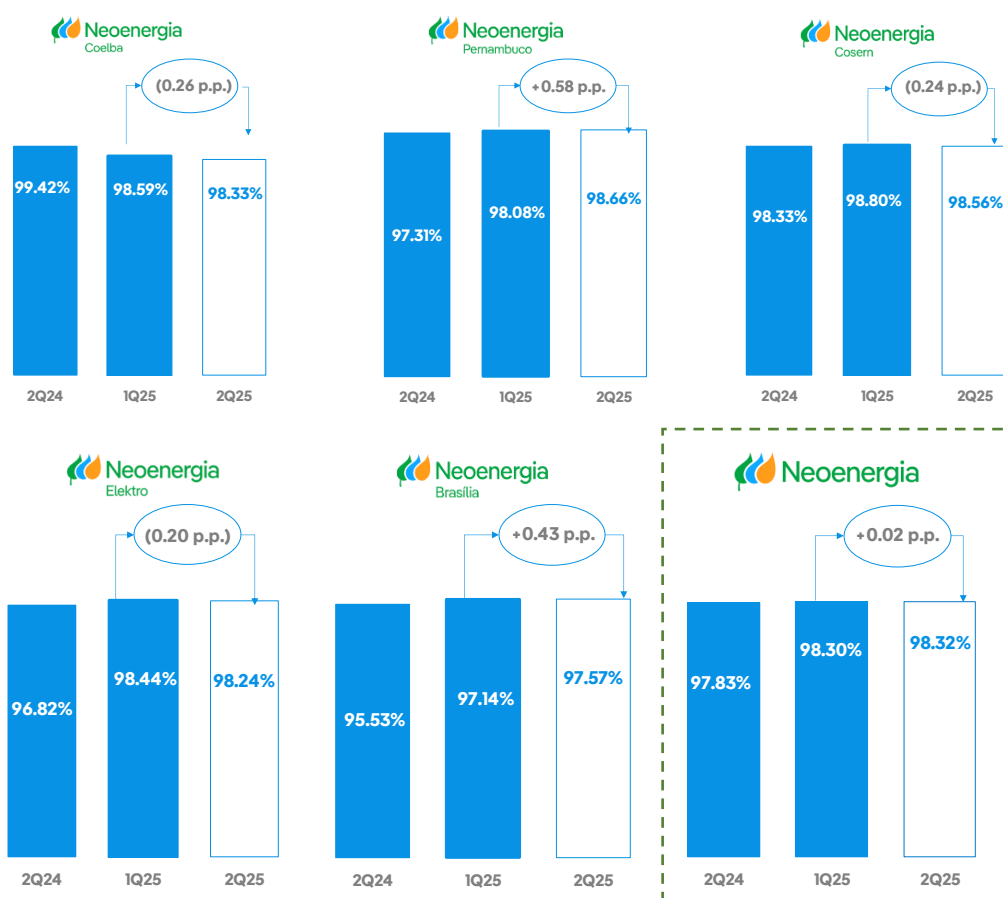
Finally, Neoenergia Brasília recorded a total 12-month loss of 12.38% in the 2Q25, above its regulatory limit of 11.71%.

During the first half of the year, the following loss-reduction measures were taken by all five distributors:

- More than 148 thousand inspections, recovering more than 177 GWh;
- Replacement of more than 134 thousand obsolete meters with more modern equipment;
- Regularization of approximately 108 thousand illegal connections;
- Streetlight survey and inspection at 118 thousand points, recovering more than 26 GWh; and
- Performing of 251 actions with police support.

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 comparison with previous years:



The consolidated collection rate in the 2Q25 remains high, reaching 98.32%, in line with the 1Q25.

PECLD / GROSS REVENUE		2Q24	3Q24	4Q24	1Q25	2Q25	Regulatory Limit 2Q25	6M25	YTD Regulatory Limit
	Gross Revenue	4,025	3,809	4,441	4,271	4,127	4,127	8,398	8,398
	PECLD	47	41	53	53	43	54	96	103
	Delinquency	1.16%	1.08%	1.20%	1.24%	1.03%	1.31%	1.14%	1.23%
	Gross Revenue	2,436	2,219	2,557	2,475	2,422	2,422	4,898	4,898
	PECLD	60	56	32	57	43	38	100	77
	Delinquency	2.46%	2.51%	1.26%	2.31%	1.78%	1.55%	2.05%	1.57%
	Gross Revenue	1,016	977	1,123	1,025	1,090	1,090	2,115	2,115
	PECLD	3	5	5	5	6	6	11	11
	Delinquency	0.32%	0.54%	0.41%	0.50%	0.57%	0.51%	0.54%	0.50%
	Gross Revenue	2,968	2,857	3,062	3,042	2,775	2,775	5,817	5,817
	PECLD	26	28	32	25	28	19	53	38
	Delinquency	0.88%	0.96%	1.04%	0.81%	1.01%	0.67%	0.91%	0.65%
	Gross Revenue	1,342	1,332	1,415	1,242	1,250	1,250	2,492	2,492
	PECLD	8	10	17	15	6	7	21	14
	Delinquency	0.62%	0.74%	1.23%	1.19%	0.50%	0.58%	0.84%	0.58%

NOTE: PECLD considers the accrued amount + restatement.

In 2Q25, several collection actions were taken by the five distributors to reduce the delinquency rate and, consequently, improve revenue collection. Among these, we should highlight the following:

- i. Implementation of 504 thousand service disconnections through georeferenced concentrations, mapping the location of customers with the highest rate of delinquency to optimize actions;
- ii. Monitoring of 135 thousand installations of customers who had the supply interrupted;
- iii. Negative entry of 2.1 million consumers;
- iv. Protest of over 282 thousand bills through notary offices and forwarding of notifications;
- v. 13 million outsourced collections by collection advisory services;
- vi. Systematic actions for Large Customers and negotiations with government agencies;
- vii. Use of new technologies to provide the option of paying energy bills by debit or credit card;
- viii. Negotiations with 201 thousand consumers on the digital platform;
- ix. 61.5 million communications via WhatsApp, SMS, IVR, and email.

1.1.1.6. DEC and FEC (12 months)

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

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

	DEC (hours)				FEC (times)			
	2Q25	2Q24	Δ %	Regulatory Limit	2Q25	2Q24	Δ %	Regulatory Limit
 Neoenergia Coelba	9.60	10.53	(9%)	12.11	3.85	4.56	(16%)	6.20
 Neoenergia Pernambuco	10.40	11.72	(11%)	11.63	4.41	4.76	(7%)	6.69
 Neoenergia Cosern	6.56	8.56	(23%)	9.66	2.93	3.13	(6%)	5.85
 Neoenergia Elektro	6.64	6.85	(3%)	7.66	3.62	3.43	6%	5.62
 Neoenergia Brasília	5.85	6.23	(6%)	6.80	3.81	4.24	(10%)	4.73

NOTE: 12 -month indicator without supplier. Because the deadline for calculating quality indicators falls later than the publication date of this report, the data showed are estimates. The 2024 indicators were adjusted for the final calculation.

1.1.2. Transmission Lines

1.1.2.1. Transmission assets in operation

In the 2Q25, 13 transmission assets were operating with 100% of RAP released:

Auction	Lot	Name	Neoenergia share	Location	Extension (Km)	Substation	RAP ² (R\$ MN)	Operation Start
-	-	Afluente T	100%	BA	482	3 substations	67	1990
Auction Jun' 08	E	SE Narendiba	50%	BA	-	1 substation	28	Jun' 11
Auction Jun' 11	G	SE Extremoz II		BA	-	1 substation	5	Sep' 14
Auction May' 12	D	SE Brumado II		RN	-	1 substation	7	Jul' 15
Auction Jan' 13	G	Potiguar Sul	100%	RN/PB	190	-	34	Nov' 16
Auction Abr' 17	4	Dourados	50%	MS	610	1 substation	93	Aug' 21
	20	Atibaia	50%	SP	-	1 substation	19	Dez' 19
	22	Biguaçu	50%	SC	-	1 substation	19	Jul' 20
	27	Sobral	50%	CE	-	1 substation	17	Jan' 20
Auction Abr' 17	6	Santa Luzia	50%	CE/PB	345	1 substation	80	Nov' 21
	4	Jalapão	50%	BA/TO/PI/MA	728	-	176	Jan' 22
Auction Dec' 18	3	Itabapoana	100%	RJ/MG/ES	445	-	94	Jun' 24
Auction Dec' 19	9	Rio Formoso	50%	BA	202	2 substations	24	Jan' 23
Auction Dec' 21	2	Estreito	100%	MG	-	1 substation	45	Sep' 24
Auction Jun' 22	11	Paraíso	100%	MS	285	1 substation	43	Jun' 24

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

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

² RAP ratified (2024-2025 Cycle)

In the 2Q25, as in the last six years, all of the group's transmission lines had availability above the upper limit defined by the ONS (National System Operator), which stipulates availability between 95% and 98% as normal.

1.1.2.2. Environmental Licenses and Progress of Transmission Assets Construction

Transmission Projects Status				LICENSES			RAP (I)	CAPEX	End of
				LP	LI	LO	R\$ (MN)	Anel R\$ (MN)	Concession
Auction Dec'2018	Lot 2	Guanabara	96%	✓	✓	■	165	1,331	Mar'49
	Lot 1	Vale do Itajaí	92%	✓	✓	■	264	2,792	Mar'49
Auction Dec'2020	Lot 2	Morro do Chapéu	98%	✓	✓	■	217	1,997	Mar'51
Auction Jun'2022	Lot 2	Alto Paranaíba	88%	✓	✓	■	410	4,938	Set'52

(I) RAP 2024/2025 cycle.

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

LP = Preliminary License

LI = Installation License

LO = Operational License

Below is the status of the lots under construction:

December/2018 Auction:

- Lot 1 (Vale do Itajaí) - Construction on the remaining sections is underway. Completion of sections 2 and 4, in addition to the partial entry into operation of sections 1 and 3, with 49% of the RAP already released (R\$ 130 million, of which R\$ 58 million in 2024 and R\$ 72 million in the 2Q25). The remaining RAP is expected to be released in the 2H25 (R\$ 134 million).
- Lot 2 (Guanabara) - Completion of the 1st Section (Lagos – Campos), with 42% of the RAP released (R\$ 70 million). Construction on the 2nd section is underway, with the remaining RAP release expected for 3Q25 (R\$ 95 million).

December/2020 Auction:

- Lot 2 (Morro do Chapéu) - 47% da RAP already released (R\$ 105 million). Completion of works of Section 2 in the 2Q25 (R\$ 60 million).
- Section 1 under implementation with remaining RAP of R\$ 52 million to be released in the 2H25.

June/2022 Auction:

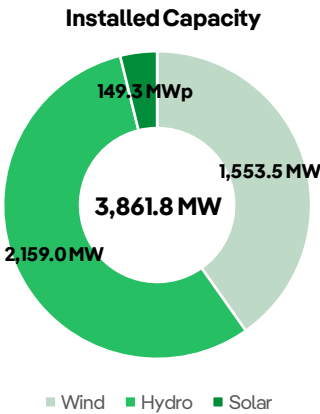
- Lot 2 (Alto Paranaíba) – Installation licenses granted, Araraquara 2 – Araraquara section delivered, with 2% of RAP already released (R\$ 7.4 million). Construction is underway on the remaining sections, scheduled for delivery in the 2H25, with the remaining RAP release of R\$ 403 million.

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

1.2. Generation and Customers

1.2.1. Renewables

In the 2Q25, the assets in operation amounted to 44 wind farms, 5 hydroelectric plants and 2 solar parks.



On June 30, 2025, the sale of Neoenergia’s stake in UHE Baixo was concluded.

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

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

Wind energy generated amounted to 1,314 GWh in the 2Q25 (-2,0% vs. 2Q24) and 2,293 GWh in the 6M25 (+8,4% vs. 6M24), due to better winds. Solar energy generation reached 58 GWh in the 2Q25 (+2.4% vs. 2Q24), due to higher solar resources, and 112 GWh in the 6M25 (-6.9% vs. 6M24), due to the one-off lower generation in the 1Q25 vs. 1Q24.

It is worth noting that the impact of curtailments (wind and solar) was 5% of the energy generated in the 2Q25 and 6% in the 6M25.

1.2.1.2. Hydroelectric plants

In the 2Q25, Neoenergia held direct or indirect stakes in five hydroelectric plants. On June 30, 2025, the closing of the sale of the Baixo Iguaçu HPP was announced, resulting in Neoenergia's divestment from the plant.

Hydro Plants in Operation	Neoenergia Share (Direct and Indirect)	State	Location	Installed Capacity (MW)	Assured Energy (MW)	Date of Concession		End of Concession
						Authorization		
UHE Itaipé	100%	BA	Rio Jequitinhonha	462.0	202.1	5/28/1999		5/15/2039
UHE Corumbá III	70%	GO	Rio Corumbá	96.5	47	11/7/2001		4/22/2040
UHE Dardanelos - Águas da Pedra	100%	MT	Rio Aripuanã	261.0	147.2	7/3/2007		12/12/2049
Belo Monte	10%	PA	Rio Xingu	11,233.1	4,571.0	8/26/2010		7/10/2046
Baixo Iguaçu - Geração Céu Azul	70%	PR	Rio Iguaçu	350.2	172.4	8/20/2012		12/3/2049

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

Hydroelectric energy generated was 1,900 GWh in the 2Q25 (+1% vs. 2Q24) and 4,701 GWh in 6M25 (+14% vs. 6M24), due to greater water flow.

1.2.2. Thermal plant

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

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

In the 2Q25 there was no dispatch and in the 6M25 the plant generated 14 GWh of test energy under the new Capacity Contract. It is worth noting that until 05/14/2024 the energy sale bilateral contracts were still in force.

2. DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO

2.1. Consolidated

CONSOLIDATED STATEMENT OF INCOME (R\$ MN)	2Q25	2Q24	Variation		6M25	6M24	Variation	
			R\$	%			R\$	%
Net Operating Revenue (1)	12,194	10,983	1,211	11%	23,619	22,003	1,616	7%
Costs with Energy (2)	(8,233)	(7,165)	(1,068)	15%	(15,368)	(13,946)	(1,422)	10%
Gross Margin w/out Concession Financial Assets	3,961	3,818	143	4%	8,251	8,057	194	2%
Concession Financial Assets (VNR)	454	293	161	55%	1,106	711	395	56%
GROSS MARGIN	4,415	4,111	304	7%	9,357	8,768	589	7%
Operating Expenses	(1,098)	(1,053)	(45)	4%	(2,162)	(2,086)	(76)	4%
Provisions for Delinquency (PECLD)	(152)	(139)	(13)	9%	(298)	(297)	(1)	0%
(+) Equity Income / Corporate Operations	46	51	(5)	(10%)	31	92	(61)	(66%)
EBITDA	3,211	2,970	241	8%	6,928	6,477	451	7%
Depreciation	(763)	(696)	(67)	10%	(1,484)	(1,380)	(104)	8%
Financial Income (Loss)	(1,375)	(1,187)	(188)	16%	(2,936)	(2,480)	(456)	18%
IR/CS	567	(258)	825	N/A	138	(642)	780	N/A
Minority shareholdings	(9)	(14)	5	(36%)	(14)	(33)	19	(58%)
NET INCOME	1,631	815	816	100%	2,632	1,942	690	36%

(1) Considers Construction Revenue

(2) Considers Construction Costs

Neoenergia ended the 2Q25 with a Gross Margin excluding VNR of R\$ 3,961 million, +4% compared to the 2Q24, impacted by the positive effects of the expansion in the distributors' customer base and volume, in addition to the positive variations in Parcel B in the latest tariff processes for all distributors: +8.1% at Neoenergia Coelba (adjustment of Apr/25), +6.6% at Neoenergia Cosern (adjustment of Apr/25), +16.2% at Neoenergia Pernambuco (revision in Apr/25), +5% at Neoenergia Brasília (adjustment of Oct/24) and +0.69% at Neoenergia Elektro (adjustment of Aug/24), and the new transmission assets that started operating. These effects were partially offset by the lower generation margin, mainly impacted by the amendment to the Termopernambuco contract.

In the 6M25, Gross Margin without VNR was R\$ 8,251 billion, + 2% compared with the 6M24, driven by the positive impact of the increase in the customer base, volume, and positive variations in Parcel B in the distributors' recent tariff processes, as mentioned above, in addition to the new transmission assets in operation. These effects were partially offset by the negative tariff adjustments to Neoenergia Coelba, Neoenergia Pernambuco, and Neoenergia Cosern in 2024 (with Parcel B variation of -4.82%, -4.40%, and -5.63%, respectively) and by the lower margin of Termopernambuco, impacted by the change from its bilateral energy sales contracts to the current capacity reserve contract.

Gross margin was R\$ 4,415 million in the 2Q25 and R\$ 9,357 million in the 6M25 (+7% vs. 2Q24 and 6M24), driven by the R\$ 155 million one-off BRR transactions at Neoenergia Coelba, Pernambuco, Cosern, and Elektro in the 2Q25, in addition to the higher IPCA (Consumer Price Index) in the 6M25.

Operating expenses totaled R\$ 1,098 million in the 2Q25 and R\$ 2,162 million in the 6M25 (+4% vs. 2Q24 and 6M24), below inflation, confirming cost discipline, which allows us to absorb the pressures of a larger customer base.

PECLD was R\$ 152 million in the 2Q25 (+9% vs. 2Q24). In the year-to-date, PECLD was R\$ the 298 million in the 6M25, in line with the 6M24.

In the Equity Income/Corporate Operations item, in the 2Q25, +R\$ 46 million was recorded, of which: -R\$ 24 million in fair value adjustment for the Itabapoana lot and R\$ 28 million for Baixo Iguaçu, due to the sale processes; +R\$ 39 million

related to the equity of the transmission assets in partnership with GIC; and +R\$ 4 million related to the result of the Corumbá plant. In the 6M25, +R\$ 31 million was recorded, of which: -R\$ 65 million in fair value adjustment for the Itabapoana lot and R\$ 23 million for Baixo Iguaçu, +R\$ 68 million related to the equity of the transmission assets in partnership with GIC and +R\$ 7 million related to the result of the Corumbá plant. The amounts of R\$ 51 million in the 2Q24 and R\$ 92 million in the 6M24 refer to the equity of the transmission assets in partnership with GIC and the result of the Corumbá plant.

EBITDA was R\$ 3,211 million in the 2Q25 (+8% vs. 2Q24) and R\$ 6,928 million in the 6M25 (+7% vs. 6M24). Adjusted EBITDA (Cash), excluding VNR, IFRS, and Corporate Operations, was R\$ 2,595 million in the 2Q25 (+7% vs. 2Q24) and R\$ 5,376 million in the 6M25 (+2% vs. 6M24).

The Financial Result was -R\$ 1,375 million in the 2Q25 (-R\$ 188 million vs. 2Q24) and -R\$ 2,936 million in the 6M25 (-R\$456 vs. 6M24), due to the increase in the average debt balance, arising from funding for Capex, and the increase in the CDI (48% of the Company's debt is linked to this index).

Income tax and social contribution (IR/CSLL) for the quarter was +R\$ 567 million (compared to -R\$ 258 million in the 2Q24) and +R\$ 138 million in the year-to-date (compared to -R\$642 million in 6M24).

In 2025, the Management evaluated the tax legal treatment in relation to the monetary adjustment of undue taxes related to PIS/COFINS credits generated from the exclusion of ICMS from its calculation basis, resulting in the recognition of IRPJ and CSLL tax credits in the amount of R\$ 869 million, of which R\$ 770 million impacting the IR/CS item, and R\$ 99 million related to its monetary restatement impacting the financial result.

As a result of these effects, net income in the 2Q25 was R\$ 1,631 million (+100% vs. 2Q24) and R\$ 2,632 million in the 6M25 (+36% vs. 6M24). Adjusting profit for the non-recurring effect of undue taxes, net income would have been R\$ 763 million in the quarter (-6% vs. 2Q24) and R\$ 1,764 million in the year-to-date (-9% vs. 6M24).

2.2. Networks

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

NETWORKS STATEMENT OF INCOME (R\$ MN)	2Q25	2Q24	Variation		6M25	6M24	Variation	
			R\$	%			R\$	%
Net Revenue	11,600	10,550	1,050	10%	22,437	21,239	1,198	6%
Costs with energy	(8,059)	(7,259)	(800)	11%	(14,999)	(14,250)	(749)	5%
Gross Margin w/out Concession Financial Assets	3,541	3,291	250	8%	7,438	6,989	449	6%
Concession Financial Assets (VNR)	454	293	161	55%	1,106	711	395	56%
Gross Margin	3,995	3,584	411	11%	8,544	7,700	844	11%
Operating Expenses	(896)	(853)	(43)	5%	(1,759)	(1,697)	(62)	4%
Provisions for Delinquency (PECLD)	(152)	(138)	(14)	10%	(298)	(296)	(2)	1%
(+) Equity Income / Corporate Operations	15	49	(34)	(69%)	3	86	(83)	(97%)
EBITDA	2,962	2,642	320	12%	6,490	5,793	697	12%
Depreciation	(575)	(512)	(63)	12%	(1,133)	(1,014)	(119)	12%
Financial Income (Loss)	(1,313)	(1,105)	(208)	19%	(2,804)	(2,267)	(537)	24%
IR CS	569	(238)	807	N/A	196	(565)	761	N/A
NET INCOME	1,643	787	856	109%	2,749	1,947	802	41%

The Networks business ended the 2Q25 with Gross Margin without VNR of R\$ 3,541 million, +8% vs. 2Q24, impacted by the positive effects of the increase in the distributors' customer base and volume, in addition to the positive variations in

Parcel B in the latest tariff processes of all distributors: +8.1% at Neoenergia Coelba (Apr/25 adjustment), +6.6% at Neoenergia Cosern (Apr/25 adjustment), +16.2% at Neoenergia Pernambuco (Apr/25 revision), +5% at Neoenergia Brasília (Oct/24 adjustment) and +0.69% at Neoenergia Elektro (Aug/24 adjustment), and the new transmission assets that came into operation.

In the year-to-date, Gross Margin without VNR was R\$ 7,438 million, +6% vs. 6M24, due to the positive effects of the increase in the customer base, volume, and positive variations in Parcel B in the distributors' recent tariff processes, as mentioned above, in addition to the new transmission assets in operation. These effects were partially offset by the negative tariff adjustments of Neoenergia Coelba, Neoenergia Pernambuco, and Neoenergia Cosern in 2024 (with Parcel B variations of -4.82%, -4.40%, and -5.63%, respectively).

Networks' gross margin was R\$ 3,995 million in the 2Q25 and R\$ 8,544 million in the 6M25 (+11% vs. 2Q24 and 6M24), due to the one-off BRR at Neoenergia Coelba, Pernambuco, Cosern, and Elektro in the amount of R\$ 155 million in the 2Q25, in addition to the higher IPCA in 6M25.

Operating expenses totaled R\$ 896 million in the 2Q25 (+5% vs. 2Q24) and R\$ 1,759 million in the 6M25 (+4% vs. 6M24), below inflation, confirming cost discipline, which allows for absorbing the pressures of a larger customer base.

PECLD was R\$ 152 million in the 2Q25 (+10% vs. 2Q24) and R\$ 298 million in the 6M25, in line with the 6M24.

Equity Income/Corporate Operations recorded +R\$ 15 million in the 2Q25, comprising: -R\$ 24 million in fair value adjustments to the Itabapoana lot and +R\$ 39 million in equity of transmission assets in partnership with GIC. In the 6M25, +R\$ 3 million was recorded, comprising: -R\$ 65 million in fair value adjustments to the Itabapoana lot and +R\$ 68 million related to the equity of transmission assets in partnership with GIC. The amounts of R\$ 49 million in the 2Q24 and R\$ 86 million in the 6M24 refer to the equity of transmission assets in partnership with GIC.

Networks EBITDA was R\$ 2,962 million in the 2Q25 (+12% vs. 2Q24) and R\$ 6,490 million in the 6M25 (+12% vs. 6M24). Adjusted EBITDA (Cash), excluding VNR, IFRS, and Corporate Operations, was R\$ 2,374 million in the 2Q25 (+13% vs. 2Q24) and R\$ 4,961 million in the 6M25 (+9% vs. 6M24).

The Financial Result was -R\$ 1,313 million in the 2Q25 (-R\$ 208 million vs. 2Q24) and -R\$ 2,804 million in the 6M25 (-R\$ 537 million vs. 6M24), given the increase in the average debt balance due to funding allocated to Capex, and the higher CDI rate. These effects were offset by the R\$ 99 million credit related to the monetary restatement of unduly paid taxes.

Income tax and social contribution (IR/CS) for the quarter was +R\$ 569 million (vs. -R\$238 million in the 2Q24) and +R\$ 196 million in the 6M25 (vs. -R\$ 565 million in 6M24). In 2Q25, there was a positive impact from unduly paid taxes, generating a credit of R\$ 770 million, given the exclusion of the Selic rate adjustment to undue taxes arising the removal of ICMS from the PIS/COFINS calculation base.

As a result of the aforementioned effects, Networks' net income was R\$ 1,643 million in the 2Q25 (+109% vs. 2Q24) and R\$ 2,749 million in the 6M25 (+41% vs. 6M24). Adjusting profit for the non-recurring effect of undue taxes, Networks' profit would be R\$ 775 million in the quarter (-2% vs. 2Q24) and R\$ 1,881 million in the year-to-date (-3% vs. 6M24).

S/I TRANSMISSION (R\$ MM)	2Q25	2Q24	Variation		6M25	6M24	Variation	
			R\$	%			R\$	%
Net Revenue	1351	1,361	(10)	(1%)	2,696	2,420	276	11%
Cosntruction Costs	(1,050)	(1,038)	(12)	1%	(1,917)	(1,765)	(152)	9%
Gross Margin	301	323	(22)	(7%)	779	655	124	19%
Operating Expenses	(47)	(37)	(10)	27%	(91)	(83)	(8)	10%
Provisions for Delinquency (PECLD)	(1)	(2)	1	(50%)	(1)	(4)	3	(75%)
(+) Equity Income / Corporate Operations	15	49	(34)	(69%)	3	86	(83)	(97%)
EBITDA	268	333	(65)	(20%)	690	654	36	6%
Financial Income (Loss)	(230)	(158)	(72)	46%	(476)	(311)	(165)	53%
IR CS	9	(34)	43	N/A	(47)	(71)	24	(34%)
NET INCOME	45	140	(95)	(68%)	163	269	(106)	(39%)
IFRS15	159	243	(84)	(35%)	488	505	(17)	(3%)

The transmission companies showed a Gross Margin of R\$ 301 million in the 2Q25 (-7% vs. 2Q24), impacted by the non-recurring adjustment of -R\$ 188 million via IFRS 15, related to the Guanabara, Morro do Chapéu and Vale do Itajaí lots. Gross Margin was R\$ 779 million in the 6M25 (+19% vs. 6M24), due to the new transmission assets in operation (Itabapoana, Estreito and Paraíso), in addition to sections of Morro do Chapéu, Lagoa dos Patos, Guanabara and Vale do Itajaí, which came into operation throughout 2024 and 2025, with partial RAP releases.

Operating expenses totaled R\$ 47 million in the 2Q25 (+27% vs. 2Q24) and R\$ 91 million in the 6M25 (+10% vs. 6M24), due to the new transmission assets in operation.

Under Equity Income/Corporate Operations, in the 2Q25, +R\$ 15 million was recorded, comprising: -R\$ 24 million in fair value adjustment to the Itabapoana lot and +R\$ 39 million related to the equity of transmission assets in partnership with GIC. In the 6M25, +R\$ 3 million was recorded, of which -R\$ 65 million in fair value adjustment to the Itabapoana lot, and +R\$ 68 million related to the equity of transmission assets in partnership with GIC. The amounts of R\$ 49 million in the 2Q24 and R\$ 86 million in the 6M24 refer to the equity of transmission assets in partnership with GIC.

As a result of the abovementioned variations, transmission EBITDA ended the quarter at R\$ 268 million (-20% vs. 2Q24) and year-to-date EBITDA at R\$ 690 million (+6% vs. 6M24). Adjusted EBITDA (Cash), excluding IFRS and Corporate Operations, was R\$ 133 million in the 2Q25 (+56% vs. 2Q24) and R\$ 267 million in the 6M25 (+96% vs. 6M24).

The Financial Result was -R\$ 230 million in the 2Q25 (-R\$ 72 million vs. 2Q24) and -R\$ 476 million in the 6M25 (-R\$ 165 million vs. 6M24), due to the increase in the average debt balance, due to funding of Capex and higher CDI.

The transmission business showed a profit of R\$ 45 million in the 2Q25 (-68% vs. 1Q24) and R\$ 163 million in the 6M25 (-39% vs. 6M24).

2.2.1. NEOENERGIA COELBA

STATEMENT OF INCOME (R\$ MN)	2Q25	2Q24	Variation		6M25	6M24	Variation	
			R\$	%			R\$	%
Net Revenue	4,311	3,593	718	20%	8,112	7,343	769	10%
Costs with Energy	(2,813)	(2,244)	(569)	25%	(5,113)	(4,455)	(658)	15%
Gross Margin w/out Concession Financial Assets	1,498	1,349	149	11%	2,999	2,888	111	4%
Concession Financial Assets (VNR)	238	154	84	55%	584	375	209	56%
Gross Margin	1,736	1,503	233	16%	3,583	3,263	320	10%
Operating Expenses	(399)	(365)	(34)	9%	(773)	(737)	(36)	5%
Provisions for Delinquency (PECLD)	(45)	(43)	(2)	5%	(96)	(96)	-	-
EBITDA	1,292	1,095	197	18%	2,714	2,430	284	12%
Depreciation	(256)	(227)	(29)	13%	(502)	(449)	(53)	12%
Financial Income (Loss)	(467)	(424)	(43)	10%	(1,028)	(883)	(145)	16%
IR CS	152	(99)	251	N/A	25	(213)	238	N/A
NET INCOME	721	345	376	109%	1,209	885	324	37%

Neoenergia Coelba reported a gross margin excluding VNR of R\$ 1,498 million in the 2Q25 (+11% vs. 2Q24), explained by higher volumes and the positive impact of the +8.1% variation in Parcel B from the April 2025 adjustment. In the 6M25, the gross margin excluding VNR was R\$ 2,999 million (+4% vs. 6M24), also due to the effects described above, partially offset by the negative impact of the -4.8% variation in Parcel B in the April 2024 adjustment.

Gross margin was R\$ 1,736 million in the 2Q25 (+16% vs. 2Q24) and R\$ 3,583 million in the 6M25 (+10% vs. 6M24), driven by a R\$ 78 million one-off BRR in the 2Q25, in addition to the higher IPCA in the 6M25.

Operating expenses totaled R\$ 399 million in the 2Q25 (+9% vs. 2Q24), due to non-recurring reversals in 2024. In the 6M25, they were R\$ 773 million (+5% vs. 6M24), in line with inflation.

In the quarter, PECLD totaled R\$ 45 million (+5% vs. 2Q24). In the year-to-date PECLD was R\$ 96 million, in line with the 6M24, reflecting the strong performance of collection efforts. Similarly, when we analyze the delinquency indicator (PECLD/ROB) for the 2Q25, it closed at 1.03%, below its regulatory limit of 1.31%.

As a result of the abovementioned variations, EBITDA was R\$ 1,292 million in the quarter (+18% vs. 2Q24) and R\$ 2,714 million in the year-to-date (+12% vs. 6M24). Cash EBITDA (ex-VNR) in the 2Q25 was R\$ 1,054 million (+12% vs. 2Q24) and in the 6M25 it was R\$ 2,130 million (+4% vs. 6M24).

The Financial Result was -R\$ 467 million in the 2Q25 (vs. -R\$ 424 million in the 2Q24) and -R\$ 1,028 million in the 6M25 (vs. -R\$ 883 million in the 6M24), due to the increase in debt charges due to the higher average balance and higher CDI (Interbank Deposit Certificate). These effects were offset by the R\$ 56 million credit related to the monetary restatement of unduly paid taxes.

Income tax and social contribution (IR/CS) for the quarter was R\$ 152 million (vs. -R\$ 99 million in the 2Q24) and R\$ 25 million for the year-to-date (vs. -R\$ 213 million in the 6M24). In the 2Q25, there was a positive impact from unduly paid taxes, generating a credit of R\$ 274 million, given the exclusion of the Selic rate adjustment to undue taxes arising the removal of ICMS from the PIS/COFINS calculation base.

Net income was R\$ 721 million in the 2Q25 (+109% vs. 2Q24) and R\$ 1,209 million in the 6M25 (+37% vs. 6M24).

2.2.2. NEOENERGIA PERNAMBUCO

STATEMENT OF INCOME (R\$ MN)	2Q25	2Q24	Variation		6M25	6M24	Variation	
			R\$	%			R\$	%
Net Revenue	1,924	1,867	57	3%	3,790	3,943	(153)	(4%)
Energy costs	(1,383)	(1,343)	(40)	3%	(2,639)	(2,822)	183	(6%)
Gross Margin w/out Concession Financial Assets	541	524	17	3%	1,151	1,121	30	3%
Concession Financial Assets (VNR)	82	47	35	74%	197	121	76	63%
Gross Margin	623	571	52	9%	1,348	1,242	106	9%
Operating Expenses	(189)	(213)	24	(11%)	(381)	(403)	22	(5%)
Provisions for Delinquency (PECLD)	(66)	(57)	(9)	16%	(116)	(110)	(6)	5%
EBITDA	368	301	67	22%	851	729	122	17%
Depreciation	(112)	(104)	(8)	8%	(223)	(207)	(16)	8%
Financial Income (Loss)	(261)	(248)	(13)	5%	(531)	(499)	(32)	6%
IR CS	410	17	393	2312%	386	(6)	392	N/A
NET INCOME	405	(34)	439	N/A	483	17	466	2741%

Neoenergia Pernambuco reported a gross margin excluding VNR of R\$ 541 million in the 2Q25 (+3% vs. 2Q24), impacted by the increase in the customer base (+2.0%) and the positive effect of the +16.2% variation in Parcel B in the April 2025 tariff review. In the 6M25, the gross margin excluding VNR was R\$ 1,151 million (+3% vs. 6M24), also due to the abovementioned effects, partially offset by the negative impact of the -4.4% variation in Parcel B in the April 2024 adjustment.

Gross margin was R\$ 623 million in the 2Q25 (+9% vs. 2Q24) and R\$ 1,348 million in the 6M25 (+9% vs. 6M24), due to a one-off BRR of R\$ 30 million in 2Q25, in addition to the higher IPCA in 6M25.

Operating expenses in the 2Q25 were R\$ 189 million (-11% vs. 2Q24) and R\$ 381 million in the 6M25 (-5% vs. 6M24), absorbing inflation.

In the 2Q25, PECLD totaled R\$ 66 million (+16% vs. 2Q24) and R\$ 116 million in the 6M25 (+5% vs. 6M24).

As a result of the abovementioned variations, EBITDA in the 2Q25 was R\$ 368 million (+22% vs. 2Q24) and R\$ 851 million in the 6M25 (+17% vs. 6M24). Cash EBITDA (ex-VNR) in the 2Q25 was R\$ 286 million (+13% vs. 2Q24) and R\$ 654 million in the 6M25 (+8% vs. 6M24).

The Financial Result was -R\$ 261 million in the 2Q25 (vs. -R\$ 248 million in the 2Q24) and R\$ -531 million in the 6M25 (vs. -R\$ 499 million in the 6M24), due to the increase in debt charges. These effects were offset by the R\$ 8 million credit related to the monetary restatement of undue amounts.

Income tax and social contribution (IR/CS) for the quarter was R\$ 410 million (compared to R\$ 17 million in the 2Q24) and R\$ 386 million for the year-to-date (vs. -R\$ 6 million in 6M24). In the 2Q25, there was a positive impact from unduly paid taxes, generating a credit of R\$ 394 million, given the exclusion of the Selic rate adjustment to undue taxes arising the removal of ICMS from the PIS/COFINS calculation base.

Net income was R\$ 405 million in the 2Q25 (compared to -R\$ 34 million in the 2Q24) and R\$ 483 million in the 6M25 (compared to R\$ 17 million in the 6M24).

2.2.3. NEOENERGIA COSERN

STATEMENT OF INCOME (R\$ MN)	2Q25	2Q24	Variation		6M25	6M24	Variation	
			R\$	%			R\$	%
Net Revenue	948	848	100	12%	1,817	1,717	100	6%
Costs with Energy	(610)	(546)	(64)	12%	(1,160)	(1,076)	(84)	8%
Gross Margin w/out Concession Financial Assets	338	302	36	12%	657	641	16	2%
Concession Financial Assets (VNR)	56	32	24	75%	124	77	47	61%
Gross Margin	394	334	60	18%	781	718	63	9%
Operating Expenses	(68)	(67)	(1)	1%	(135)	(122)	(13)	11%
Provisions for Delinquency (PECLD)	(6)	(3)	(3)	100%	(11)	(9)	(2)	22%
EBITDA	320	264	56	21%	635	587	48	8%
Depreciation	(48)	(45)	(3)	7%	(95)	(86)	(9)	10%
Financial Income (Loss)	(65)	(60)	(5)	8%	(165)	(135)	(30)	22%
IR CS	24	(29)	53	N/A	(8)	(64)	56	(88%)
NET INCOME	231	130	101	78%	367	302	65	22%

Neoenergia Cosern reported a gross margin excluding VNR of R\$ 338 million in the 2Q25 (+12% vs. 2Q24), explained by the growth in the customer base (+1.7%), higher volumes and the positive impact of Parcel B of +6.6% in the April/25 adjustment. In the 6M25, the gross margin excluding VNR was R\$ 657 million (+2% vs. 6M24), also because of the effects described above, partially offset by the negative impact of the variation in Parcel B of -5.6% in the April/24 adjustment.

Gross margin was R\$ 394 million in the 2Q25 (+18% vs. 2Q24) and R\$ 781 million in the 6M25 (+9% vs. 6M24), due to a one-off BRR of R\$ 26 million in the 2Q25, in addition to the higher IPCA in the 6M25.

Operating expenses totaled R\$ 68 million in the 2Q25, in line with the 2Q24, and R\$ 135 million in the 6M25 (+11% vs. 6M24), due to higher one-off expenses with revenue recovery actions in the 1Q25.

PECLD totaled R\$ 6 million in the 2Q25 (vs. R\$ 3 million in the 2Q24) and R\$ 11 million in the 6M25 (vs. R\$ 9 million in the 6M24).

As a result of the abovementioned variations, EBITDA in the 2Q25 was R\$ 320 million (+21% vs. 2Q24) and R\$ 635 million in the 6M25 (+8% vs. 6M24). Cash EBITDA (ex-VNR) in the 2Q25 was R\$ 264 million (+14% vs. 2Q24) and R\$ 511 million in the 6M25, in line with the 6M24.

The Financial Result was -R\$ 65 million in the 2Q25 (vs. -R\$ 60 million in the 2Q24) and -R\$ 165 million in the 6M25 (vs. -R\$ 135 million in the 6M24), due to the increase in debt service resulting from the increase in the CDI rate. These effects were offset by the R\$ 18 million credit related to the monetary restatement of undue payments.

Income tax and social contribution (IR/CS) for the quarter was R\$ 24 million (compared to -R\$ 29 million in the 2Q24) and -R\$ 8 million for the year-to-date (vs. -R\$ 64 million in the 6M24). In the 2Q25, there was a positive impact from unduly paid taxes, generating a credit of R\$ 60 million credit, given the exclusion of the Selic rate adjustment to undue taxes arising the removal of ICMS from the PIS/COFINS calculation base.

Net income was R\$ 231 million in the 2Q25 (+78% vs. 2Q24) and R\$ 367 million in the 6M25 (+22% vs. 6M24).

2.2.4. NEOENERGIA ELEKTRO

STATEMENT OF INCOME (R\$ MN)	2Q25	2Q24	Variation		6M25	6M24	Variation	
			R\$	%			R\$	%
Net Revenue	2,227	2,085	142	7%	4,417	4,240	177	4%
Costs with Energy	(1,480)	(1,391)	(89)	6%	(2,825)	(2,787)	(38)	1%
Gross Margin w/out Concession Financial Assets	747	694	53	8%	1,592	1,453	139	10%
Concession Financial Assets (VNR)	75	56	19	34%	193	131	62	47%
Gross Margin	822	750	72	10%	1,785	1,584	201	13%
Operating Expenses	(166)	(152)	(14)	9%	(331)	(307)	(24)	8%
Provisions for Delinquency (PECLD)	(28)	(26)	(2)	8%	(53)	(58)	5	(9%)
EBITDA	628	572	56	10%	1,401	1,219	182	15%
Depreciation	(106)	(97)	(9)	9%	(211)	(189)	(22)	12%
Financial Income (Loss)	(226)	(159)	(67)	42%	(469)	(321)	(148)	46%
IR CS	(45)	(98)	53	(54%)	(181)	(218)	37	(17%)
NET INCOME	251	218	33	15%	540	491	49	10%

Neoenergia Elektro reported gross margin excluding VNR of R\$ 747 million in the 2Q25 (+8% vs. 2Q24) and R\$ 1,592 million in the 6M25 (+10% vs. 6M24), driven by the expansion in the customer base and the positive variation in Parcel B of +0.69% of the August 2024 adjustment.

Gross margin was R\$ 822 million in the 2Q25 (+10% vs. 2Q24) and R\$ 1,785 million in the 6M25 (+13% vs. 6M24), due to a one-off BRR of R\$ 21 million in the 2Q25, in addition to the higher IPCA in the 6M25.

Operating expenses totaled R\$ 166 million in the 2Q25 (+9% vs. 2Q24) and R\$ 331 million in the 6M25 (+8% vs. 6M24), due to the positive non-recurring effect of R\$ 13 million in 2024, related to the receipt of infrastructure sharing liabilities.

In the quarter, PECLD totaled R\$ 28 million (+8% vs. 2Q24), due to the positive impact of successful negotiations with large clients with reversals in the 2Q24. Year-to-date, PECLD was R\$ 53 million (-9% vs. 6M24).

As a result of the aforementioned variations, EBITDA amounted to R\$ 628 million in the quarter (+10% vs. 2Q24) and R\$ 1,401 million in the year-to-date (+15% vs. 6M24). Cash EBITDA (ex-VNR) in the 2Q25 was R\$ 553 million (+7% vs. 2Q24) and in the 6M25 it was R\$ 1,208 million (+11% vs. 6M24).

The Financial Result was -R\$ 226 million in the 2Q25 (vs. -R\$ 159 million in the 2Q24) and -R\$ 469 million in the 6M25 (vs. -R\$ 321 million in the 6M24), due to the increase in debt service charges due to the higher average balance and higher CDI rate. These effects were offset by the R\$ 16 million credit related to the monetary restatement on undue amounts.

The IR/CS item for the quarter was -R\$ 45 million (vs. -R\$ 98 million in the 2Q24) and -R\$ 181 million for the year-to-date (vs. -R\$ 218 million in the 6M24). In the 2Q25, there was a positive impact from unduly paid taxes, generating a credit of R\$ 39 million, given the exclusion of the Selic rate adjustment to undue taxes arising the removal of ICMS from the PIS/COFINS calculation base.

Net income was R\$ 251 million in the 2Q25 (+15% vs. 2Q24) and R\$ 540 million in the 6M25 (+10% vs. 6M24).

2.2.5. NEOENERGIA BRASÍLIA

STATEMENT OF INCOME (R\$ MN)	2Q25	2Q24	Variation		6M25	6M24	Variation	
			R\$	%			R\$	%
Net Revenue	858	820	38	5%	1,640	1,619	21	1%
Costs with Energy	(724)	(696)	(28)	4%	(1,346)	(1,346)	-	-
Gross Margin w/out Concession Financial Assets	134	124	10	8%	294	273	21	8%
Concession Financial Assets (VNR)	3	3	-	-	9	7	2	29%
Gross Margin	137	127	10	8%	303	280	23	8%
Operating Expenses	(45)	(46)	1	(2%)	(88)	(91)	3	(3%)
Provisions for Delinquency (PECLD)	(6)	(8)	2	(25%)	(21)	(21)	-	-
EBITDA	86	73	13	18%	194	168	26	15%
Depreciation	(51)	(38)	(13)	34%	(99)	(81)	(18)	22%
Financial Income (Loss)	(66)	(56)	(10)	18%	(135)	(117)	(18)	15%
IR CS	18	4	14	350%	19	5	14	280%
NET INCOME	(13)	(17)	4	(24%)	(21)	(25)	4	(16%)

Neoenergia Brasília reported gross margin of R\$ 137 million in the 2Q25 and R\$ 303 million in the 6M25 (+8% vs. 2Q24 and 6M24), driven by the positive variation in Parcel B in the October 2024 adjustment (+5.0%) and the absence of the negative effects of over contracting recorded in the previous year (-R\$6 million in the 2Q24 and -R\$ 22 million in the 6M24).

Operating expenses totaled R\$ 45 million in the 2Q25 (-2% vs. 2Q24), influenced by non-recurring effects of one-off reversals in lawsuits in the 2Q25 and a positive impact of R\$ 8 million in the sale of land and vehicles recorded in the 2Q24. In the 6M25, expenses totaled R\$ 88 million (-3% vs. 6M24), also benefiting from a R\$ 7 million reversal related to social security charges recorded in the 1Q25.

The recorded PECLD was R\$ 6 million in the 2Q25 (-25% vs. 2Q24) and R\$ 21 million in the 6M25 (in line with 6M24), reflecting the strong performance of collection efforts.

As a result of the variations, EBITDA reached R\$ 86 million in the 2Q25 (+18% vs. 2Q24) and R\$ 194 million in the 6M25 (+15% vs. 6M24).

The Financial Result was -R\$ 66 million in the 2Q25 (vs. -R\$ 56 million in the 2Q24) and -R\$ 135 million in the 6M25 (vs. -R\$117 million in the 6M24), pressured by the increase in debt service, due to the increase in the CDI rate. These effects were offset by the R\$ 0.7 million credit related to the monetary restatement on undue payments.

The IR/CS item for the quarter was +R\$ 18 million (vs. +R\$ 4 million in the 2Q24) and for the year-to-date it was +R\$ 19 million (vs. +R\$ 5 million in the 6M24). In the 2Q25, there was a positive impact from unduly paid taxes, generating a credit of R\$ 3 million, given the exclusion of the Selic rate adjustment to undue taxes arising the removal of ICMS from the PIS/COFINS calculation base.

Due to these effects, the Company recorded a loss of -R\$ 13 million in the 2Q25 (vs. -R\$ 17 million in the 2Q24) and -R\$ 21 million in the 6M25 (vs. -R\$ 25 million in the 6M24).

2.3. Generation and Customers

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

GENERATION AND CUSTOMERS STATEMENT OF INCOME (R\$ MN)	2Q25	2Q24	Variation		6M25	6M24	Variation	
			R\$	%			R\$	%
Net Revenue	1,035	1,035	-	-	2,087	2,252	(165)	(7%)
Costs with Energy	(603)	(504)	(99)	20%	(1,249)	(1,175)	(74)	6%
GROSS MARGIN	432	531	(99)	(19%)	838	1,077	(239)	(22%)
Operating Expenses	(129)	(132)	3	(2%)	(270)	(254)	(16)	6%
(+) Equity Income / Corporate Operations	32	2	30	1500%	29	6	23	383%
EBITDA	335	400	(65)	(16%)	597	828	(231)	(28%)
Depreciation	(130)	(122)	(8)	7%	(234)	(244)	10	(4%)
Financial Income (Loss)	(40)	(48)	8	(17%)	(86)	(112)	26	(23%)
IR/CS	(21)	(30)	9	(30%)	(73)	(92)	19	(21%)
NET INCOME	144	200	(56)	(28%)	204	380	(176)	(46%)

HYDRO PLANTS STATEMENT OF INCOME (R\$ MN)	2Q25	2Q24	Variation		6M25	6M24	Variation	
			R\$	%			R\$	%
Net revenue	184	206	(22)	(11%)	401	419	(18)	(4%)
Costs with Energy	(42)	(36)	(6)	17%	(89)	(74)	(15)	20%
GROSS MARGIN	142	170	(28)	(16%)	312	345	(33)	(10%)
Operating Expenses	(18)	(31)	13	(42%)	(49)	(64)	15	(23%)
(+) Equity Income / Corporate Oper.	32	2	30	1500%	29	6	23	383%
EBITDA	156	141	15	11%	292	287	5	2%
Depreciation	(35)	(27)	(8)	30%	(51)	(54)	3	(6%)
Financial Income (Loss)	-	(9)	9	(100%)	(11)	(16)	5	(31%)
IR/CS	(1)	(6)	5	(83%)	(24)	(31)	7	(23%)
NET INCOME	120	99	21	21%	206	186	20	11%

WIND FARMS STATEMENT OF INCOME (R\$ MN)	2Q25	2Q24	Variation		6M25	6M24	Variation	
			R\$	%			R\$	%
Net revenue	345	299	46	15%	672	538	134	25%
Costs with Energy	(112)	(53)	(59)	111%	(272)	(131)	(141)	108%
GROSS MARGIN	233	246	(13)	(5%)	400	407	(7)	(2%)
Operating Expenses	(71)	(60)	(11)	18%	(136)	(110)	(26)	24%
EBITDA	162	186	(24)	(13%)	264	297	(33)	(11%)
Depreciation	(80)	(73)	(7)	10%	(155)	(146)	(9)	6%
Financial Income (Loss)	(47)	(42)	(5)	12%	(88)	(98)	10	(10%)
IR/CS	(21)	(18)	(3)	17%	(43)	(35)	(8)	23%
NET INCOME	14	53	(39)	(74%)	(22)	18	(40)	N/A

WIND FARMS STATEMENT OF INCOME (R\$ MN)	2Q25	2Q24	Variation		6M25	6M24	Variation	
			R\$	%			R\$	%
Net revenue	345	299	46	15%	672	538	134	25%
Costs with Energy	(112)	(53)	(59)	111%	(272)	(131)	(141)	108%
GROSS MARGIN	233	246	(13)	(5%)	400	407	(7)	(2%)
Operating Expenses	(71)	(60)	(11)	18%	(136)	(110)	(26)	24%
EBITDA	162	186	(24)	(13%)	264	297	(33)	(11%)
Depreciation	(80)	(73)	(7)	10%	(155)	(146)	(9)	6%
Financial Income (Loss)	(47)	(42)	(5)	12%	(88)	(98)	10	(10%)
IR/CS	(21)	(18)	(3)	17%	(43)	(35)	(8)	23%
NET INCOME	14	53	(39)	(74%)	(22)	18	(40)	N/A

SOLAR FARMS STATEMENT OF INCOME (R\$ MN)	2Q25	2Q24	Variation		6M25	6M24	Variation	
			R\$	%			R\$	%
Net revenue	25	15	10	67%	41	29	12	41%
Costs with Energy	(18)	(2)	(16)	800%	(28)	(4)	(24)	600%
GROSS MARGIN	7	13	(6)	(46%)	13	25	(12)	(48%)
Operating Expenses	(2)	(1)	(1)	100%	(3)	(1)	(2)	200%
EBITDA	5	12	(7)	(58%)	10	24	(14)	(58%)
Depreciation	(5)	(4)	(1)	25%	(8)	(8)	-	-
Financial Income (Loss)	1	-	1	-	1	-	1	-
IR/CS	(1)	(1)	-	-	(2)	(2)	-	-
NET INCOME	0	7	(7)	(100%)	1	14	(13)	(93%)

TERMOPERNAMBUCO STATEMENT OF INCOME (R\$ MN)	2Q25	2Q24	Variation		6M25	6M24	Variation	
			R\$	%			R\$	%
Net Revenue	52	191	(139)	(73%)	108	605	(497)	(82%)
Costs with Energy	(36)	(115)	79	(69%)	(75)	(356)	281	(79%)
Gross Margin	16	76	(60)	(79%)	33	249	(216)	(87%)
Operating Expenses	(16)	(21)	5	(24%)	(34)	(40)	6	(15%)
EBITDA	-	55	(55)	(100%)	(1)	209	(210)	N/A
Depreciation	(8)	(17)	9	(53%)	(17)	(34)	17	(50%)
Financial Income (Loss)	5	3	2	67%	11	1	10	1000%
IR CS	2	(3)	5	N/A	4	(20)	24	N/A
NET INCOME	(1)	38	(39)	N/A	(2)	156	(158)	N/A

COMERC. STATEMENT OF INCOME (R\$ MN)	2Q25	2Q24	Variation		6M25	6M24	Variation	
			R\$	%			R\$	%
Net Revenue	429	318	111	35%	865	655	210	32%
Costs with Energy	(395)	(294)	(101)	34%	(785)	(606)	(179)	30%
Gross Margin	34	24	10	42%	80	49	31	63%
Operating Expenses	(22)	(19)	(3)	16%	(46)	(38)	(8)	21%
Provisions for Delinquency (PECLD)	-	(1)	1	(100%)	-	(1)	1	(100%)
EBITDA	12	4	8	200%	34	10	24	240%
Depreciation	(2)	(1)	(1)	100%	(3)	(2)	(1)	50%
Financial Income (Loss)	1	-	1	-	1	1	-	-
IR CS	-	(2)	2	(100%)	(8)	(4)	(4)	100%
NET INCOME	11	1	10	1000%	24	5	19	380%

The Generation and Customers business reported a gross margin of R\$ 432 million in the 2Q25 (-19% vs. 2Q24) and R\$ 838 million in the 6M25 (-22% vs. 6M24), impacted by the lower result from Termopernambuco, given the start of the capacity reserve contract in October 2024, and the termination of its bilateral energy sales contracts, in effect until May 2024. The margin was also pressured by the higher cost of energy purchases in the free market, due to the negative

marginal impact of exposure to submarkets, in addition to the higher impact of curtailment in the period. It is worth noting that in the 6M25, R\$ 5 million was recognized in curtailment reimbursements related to 2024 and 2025 events.

Operating expenses totaled R\$ 129 million in the 2Q25 (-2% vs. 2Q24), reflecting the recording of R\$ 8 million related to the Itapebi Plant insurance compensation and lower dispatch in Termopernambuco. In the 6M25, expenses totaled R\$ 269 million (+6% vs. 6M24), impacted by the increase in O&M expenses with wind assets, due to the expiration of the warranty of the Chafariz Wind Complex.

Equity Income/Corporate Operations accounted for +R\$ 32 million in the 2Q25, of which +R\$ 28 million in fair value adjustments related to the sale of the stake in Baixo Iguaçu and +R\$ 4 million to the result of the Corumbá plant. In the 6M25, this account amounted to +R\$ 29 million, including +R\$ 23 million from the Baixo Iguaçu operation and +R\$ 7 million from Corumbá equity income.

As a result of these effects, EBITDA totaled R\$ 335 million in the 2Q25 (-16% vs. 2Q24) and R\$ 597 million in the 6M25 (-28% vs. 6M24).

The financial result was -R\$ 40 million in the 2Q25 (+R\$ 8 million vs. 2Q24) and -R\$ 86 million in the 6M25 (+R\$ 26 million vs. 6M24), positively impacted by the full amortization of Termopernambuco's debt in April 2024 and the reversal of R\$ 8 million in financial charges recorded in the quarter relating to the monetary restatement of the tax provision in the Hydroelectric generation business.

Net income was R\$ 144 million in the 2Q25 (-28% vs. 2Q24) and R\$ 204 million in the 6M25 (-46% vs. 6M24).

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)	2Q25	2Q24	Variation		6M25	6M24	Variation	
			R\$	%			R\$	%
Net Income for the Period (A)	1,631	815	816	100%	2,632	1,942	690	36%
Profit assigned to minority shareholders (B)	(9)	(14)	5	(36%)	(14)	(33)	19	(58%)
Financial Expenses (C)	(1,601)	(1,256)	(345)	27%	(3,227)	(2,563)	(664)	26%
Financial Revenues (D)	293	297	(4)	(1%)	605	592	13	2%
Other net financial income (loss) (E)	(67)	(228)	161	(71%)	(314)	(509)	195	(38%)
Income tax and social contribution (F)	567	(258)	825	N/A	138	(642)	780	N/A
Depreciation and amortization (G)	(763)	(696)	(67)	10%	(1,484)	(1,380)	(104)	8%
EBITDA = (A-(B+C+D+E+F+G))	3,211	2,970	241	8%	6,928	6,477	451	7%
Financial Asset (Concession) (H)	454	293	161	55%	1,106	711	395	56%
IFRS 15 (I)	159	243	(84)	(35%)	488	505	(17)	(3%)
Corporate Operations (J)	4	5	(1)	(20%)	(42)	13	(55)	N/A
Adjusted EBITDA = (EBITDA - (H+I+J))	2,595	2,429	166	7%	5,376	5,248	128	2%

4. FINANCIAL RESULT

NET FINANCIAL INCOME (R\$ MN)	2Q25	2Q24	Variation		6M25	6M24	Variation	
			R\$	%			R\$	%
Revenue from financial investments	200	214	(14)	(7%)	417	423	(6)	(1%)
Charges, monetary and exchange variations and debt derivative financial instruments	(1,564)	(1,271)	(293)	23%	(3,197)	(2,664)	(533)	20%
Other financial income (loss) not related to debt	(11)	(130)	119	(92%)	(156)	(239)	83	(35%)
Interest, commissions and arrears interest	90	82	8	10%	182	169	13	8%
Monetary and exchange variations - other	105	(9)	114	N/A	93	(12)	105	N/A
Adjustment to provision for contingencies / judicial deposits	(21)	(50)	29	(58%)	(49)	(88)	39	(44%)
Adjustment to sector financial assets / liabilities	(49)	(38)	(11)	29%	(121)	(83)	(38)	46%
Post-employment liabilities	(27)	(23)	(4)	17%	(52)	(47)	(5)	11%
Other net financial revenues (expenses)	(109)	(92)	(17)	18%	(209)	(178)	(31)	17%
Total	(1,375)	(1,187)	(188)	16%	(2,936)	(2,480)	(456)	18%

The Consolidated Financial Result was -R\$ 1,375 million in the 2Q25 (compared to R\$ 1,187 million in the 2Q24) and R\$ 2,936 million in the 6M25 (compared to R\$ 2,480 million in the 6M24). This is mainly explained by higher expenses with debt service due to the increase in the average debt balance compared to the 2Q24, driven by funding allocated to Capex, and by the 0.80 percentage point increase in the year-to-date CDI rate for the period (48% of the Company's debt is pegged to this index).

Additionally, it is worth noting that in the 2Q25, the monetary and exchange rate variations item was positively impacted by the R\$ 99 million credit related to monetary restatement of unduly paid taxes.

5. INVESTMENTS

Neoenergia's Capex ended the 6M25 at R\$ 5.0 billion, as displayed in the table below:

CAPEX Neoenergia (R\$ million)	2Q25	2Q24	Δ %	6M25	6M24	Δ %
Networks	2,736	2,260	21%	4,932	4,105	20%
Distributors	1,682	1,243	35%	3,009	2,360	28%
Transmission Lines	1,054	1,017	4%	1,923	1,745	10%
Generation and Customers	55	37	47%	92	54	70%
Hydroelectric plants	3	11	(69%)	12	14	(17%)
Wind Farms	31	18	70%	54	27	98%
Solar	-	5	(100%)	-	5	(100%)
Termopernambuco	17	1	N/A	19	3	596%
Customers	3	2	36%	7	5	48%
Other	2	3	(38%)	9	(0)	N/A
TOTAL	2,792	2,300	21%	5,032	4,159	21%

Note: Does not consider financial adjustments and capitalized provisions

5.1. Networks

5.1.1. Distribution

In the 6M25, the distributors' Capex amounted to R\$ 3.0 billion, of which R\$ 2.0 billion were used in the expansion of networks. See below the Capex breakdown by distributor:

	Neoenergia Coelba			Neoenergia Pernambuco			Neoenergia Cosern			Neoenergia Elektro			Neoenergia Brasília			CONSOLIDATED		
	6M25	6M24	Δ %	6M25	6M24	Δ %	6M25	6M24	Δ %	6M25	6M24	Δ %	6M25	6M24	Δ %	6M25	6M24	Δ %
Network Expansion	1,221	916	33%	268	229	17%	144	109	33%	342	296	15%	47	30	54%	2,022	1,581	28%
Program Luz para Todos	181	201	(10%)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	181	201	(10%)
New Connections	591	458	29%	216	161	34%	95	67	41%	242	194	25%	23	14	66%	1,167	894	30%
New SE's and RD's	448	257	74%	53	68	(23%)	50	42	20%	100	102	(2%)	23	16	43%	674	485	39%
Assets Renewal	187	185	1%	83	104	(20%)	43	40	8%	74	86	(14%)	40	28	47%	427	442	(3%)
Network Improvement	101	52	97%	29	26	10%	25	17	50%	47	44	8%	21	9	146%	224	147	52%
Losses and Default	42	37	13%	52	40	31%	4	7	(42%)	4	7	(43%)	11	9	24%	113	100	13%
Other	153	74	107%	53	18	188%	38	11	237%	77	32	142%	23	41	(44%)	343	176	95%
Movement of Material (Inventory x Works)	101	1	N/A	2	30	(92%)	13	12	9%	8	(9)	N/A	33	14	135%	158	48	228%
(=) Gross Investment	1,805	1,265	43%	487	447	9%	268	196	36%	552	455	21%	175	130	35%	3,287	2,493	32%
GRANTS	(54)	(44)	24%	(6)	(9)	(28%)	(17)	(1)	N/A	(35)	(19)	86%	(8)	(13)	(39%)	(120)	(85)	41%
(=) Net Investment	1,751	1,221	43%	481	438	10%	251	195	29%	517	437	18%	167	117	43%	3,167	2,408	32%
Movement of Material (Inventory x Works)	(101)	(1)	N/A	(2)	(30)	(92%)	(13)	(12)	9%	(8)	9	N/A	134	(14)	N/A	9	(48)	N/A
(+) CAPEX	1,650	1,220	35%	479	409	17%	238	183	30%	509	446	14%	134	103	30%	3,009	2,360	28%
Regulatory Annuity Basis	153	74	107%	53	18	188%	38	11	237%	77	32	142%	23	41	(44%)	343	176	95%
Regulatory Remuneration Basis	1,551	1,190	30%	432	399	8%	217	173	25%	467	433	8%	119	75	59%	2,786	2,270	23%

5.1.2. Transmission

In the 6M25, the transmission companies' Capex amounted to R\$ 1.9 billion, fully used in the final construction of the lots' lines and substations.

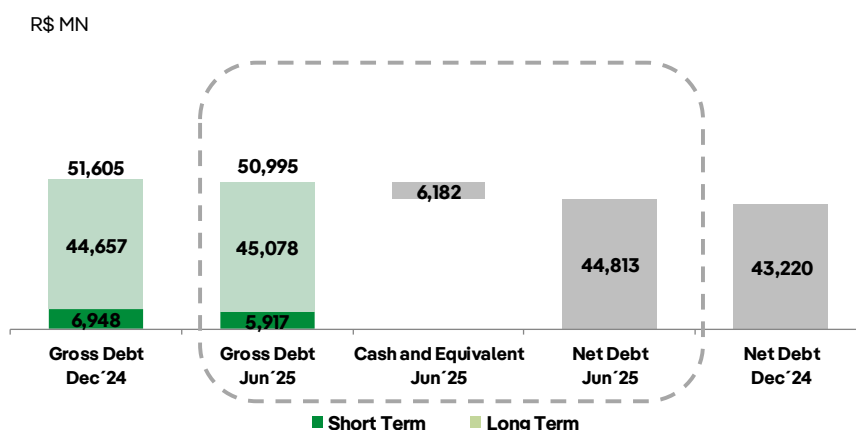
5.2. Generation and Customers

Investments in Generation and Customers totaled R\$ 92 million in the 6M25, mainly allocated to the maintenance of wind farms and hydroelectric plants.

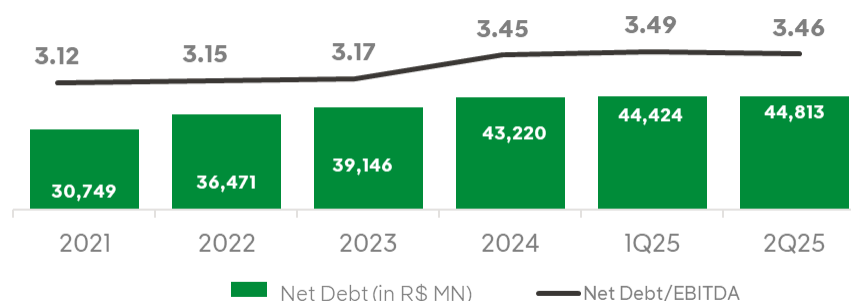
6. INDEBTEDNESS

6.1. Debt Situation and Financial Leverage

In June 2025, Neoenergia's consolidated net debt, including cash, cash equivalents, and marketable securities, reached R\$ 44,813 million (gross debt of R\$ 50,995 million), representing a 4% increase (R\$ 1,593 million) compared to December 2024, mainly due to the actual CAPEX of grid projects. Regarding the segregation of the outstanding balance, Neoenergia has 88% of its debt accounted for in the long term and 12% in the short term.



The financial indicator Total Net Debt/EBITDA went from 3.45x in December 2024 to 3.46x in June 2025.



6.2. Debt amortization schedule

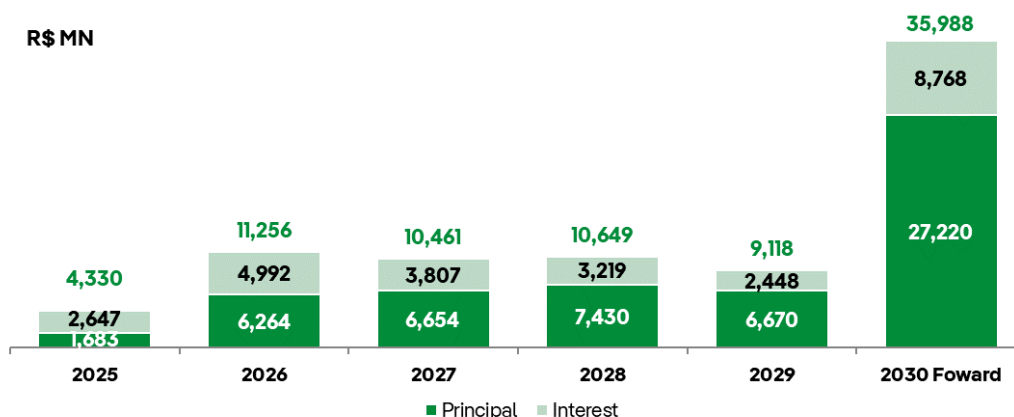
The Company seeks to align its debt structure with the financial cycle of its business, considering the specific characteristics of each company and the characteristics of its concessions and authorizations. Aiming for efficiency by reducing the cost of debt and lengthening its amortization profile,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

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

In 2025, the largest amortizations will be made by Neoenergia Coelba, in the estimated amount of R\$ 694 million; Neoenergia Pernambuco, of R\$ 408 million; and Neoenergia Elektro, of R\$ 227 million. The sum of these maturities represents 76% of the consolidated amount to be amortized in the period.

In 2026, the largest debt repayments refer to Neoenergia Coelba, in an estimated amount of R\$ 2,040 million; Neoenergia Pernambuco, of R\$1,006 million; Neoenergia Elektro, of R\$870 million; and Neoenergia Brasília, of R\$650 million. The combined maturities of these distributors account for 71% of the consolidated debt repayment volume in this period.

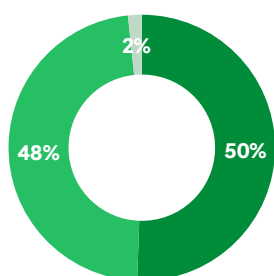
Neoenergia's average debt maturity in June 2025 was 5.77 years (compared to 6.30 years in December 2024). The chart below shows the principal and interest maturity schedule, using market forward curves for the indexes and currencies linked to the debt in effect at the end of the 2Q25.



6.3. Debt Profile

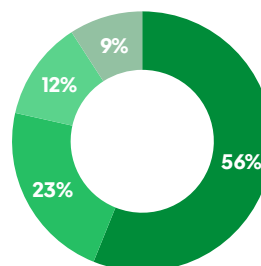
The charts below display the debt balance segregated by funding source and by indexer. The debt consolidated average cost in June 2025 was 11.6% (vs. 10.8% in December 2024).

NET DEBT PER INDEX (post swap)



■ IPCA ■ CDI and SELIC ■ TJLP

DEBT PER FUNDING



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

In the 2Q25, we raised a total of R\$ 2.694 billion. We point out the debt disbursement lines that follow:

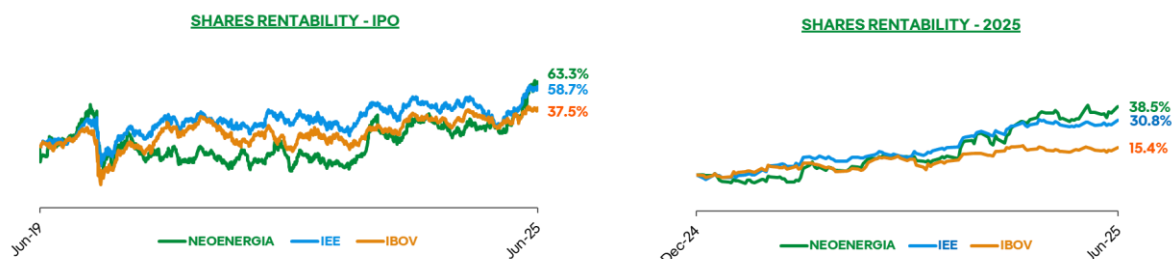
- Release of the 20th Debenture Issuance of Neoenergia Coelba, in the amount of R\$ 700 million and a 7-year term;
- Disbursement of the 16th Debenture Issuance of Neoenergia Pernambuco, in the amount of R\$ 700 million and a 7-year term;
- Release of the 15th Debenture Issuance of Neoenergia Elektro, in the amount of R\$ 700 million and a 7-year term;
- Disbursement of BNDES financing to Neoenergia Coelba in the amount of R\$ 394 million and a 3-year term;
- Disbursement of line 4131 with BOFA to Neoenergia Elektro in the amount of R\$ 200 million and a term of 3 years.

7. RATING

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

8. CAPITAL MARKETS

On June 30, 2025, the Company's market capitalization was R\$ 31.02 billion, with shares (NEOE3) trading at R\$ 25.56. In the year-to-date, the shares appreciated by 38.5%, as shown in the charts below:



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

Capital Markets	IPO	2Q25
Number of shares (thous)	1,213,797,248	1,213,797,248
Share value	15/65	25.56
Market value ¹ (R\$ million)	18,996	31,025

¹Market value= number of shares x share value

9. ESG

Neoenergia adopts a sustainability strategy integrated into its business model. To reinforce this commitment, the company has 30 sustainability goals for 2025 and 2030, which are monitored and disclosed quarterly. These goals were approved by the Board of Directors and are aligned with the most relevant topics identified by the company's stakeholders. The following table shows the results achieved in the 6M25:

	ESG Commitments	Parameters	6M25 Real	2025 Target	2030 Target
E	Emissions	Generated gCO2/kWh emissions (scope 1)	2.4	36	20
	Digitalization of Networks	% of HV and MV networks digitalized	81.2%	83%	90%
	Fleet electrification	% of company light-duty vehicles electrified within Neoenergia's fleet	15.4%	13%	50%
	Sustainable light vehicle fleet	% on the total fleet of light vehicles (flex, hybrid or electric)	99.6%	99%	100%
	Installed reuse water capacity	Millions of liters	8.3	7.5	10
	Biodiversity Assessment	% assets with biodiversity assessment and positive impact plan	0%	20%	100%
S	Women in relevant positions	Presence of women in executive board and oversight positions	32.5%	31%	35%
	Women in leadership positions	Presence of women in leadership in executive board, oversight and management positions	32.3%	33%	40%
	Female journey person electricians	% of women that have complete electrician training	33.6%	30%	35%
	Female electricians	% of women occupying electrician positions	10.3%	9%	12%
	Racial diversity	% of Black and multiracial employees in executive board, oversight, management and supervisors positions	29.8%	35%	40%
	Corporate Volunteers	Number of volunteers (employees and invitees)	1,199	3,700	4,700
	Safety (ISO 45001)	% company workers assigned to ISO45001-certified sites	56.2%	50.0%	60%
	Safety	TRIR (company staff)	0.48	<0,43	<0,39
	Training	Three-year average for hours dedicated to training employees and professionals in the communities in which we operate	80.1	67.0	70
	Digital customers	Digital Transactions / (Human Transactions + Digital Transactions)	94.6%	95.1%	95.1%
	Inclusion and diversity for customer service	Number of solutions implemented	21	22	NA
	Beneficiaries of the Neoenergia Institute	Annual beneficiaries of the programs (million)	312	280	412
	Quality of supply	Equivalent Duration of Outages per consumer unit	8.72	9.29	8.44
	Purchases from local suppliers	% of total purchases	99.5%	>90%	>90%
	Purchases from sustainable suppliers	% R\$ of purchases carried out with sustainable suppliers	88%	>80%	>85%
	Human Rights Due Diligence Procedure	Ongoing review	✓	✓	✓
	Formal Stakeholder Engagement Process	Maintain evolution of the scope	✓	✓	✓
	Cybersecurity Assessments	Number of annual assessments or external checks	205	316	316
	Cybersecurity education and training	Number of annual hours	7,548	11,500	13,100
G	ESG Variable Remuneration	% of variable remuneration included in long-term incentives linked to ESG	30%	30%	33%
	Governance	Maintain the best practices for Corporate Governance	✓	✓	✓
	Independent external certification or validation of the compliance system	Obtain/maintain (annually)	✓	✓	✓
F	Green Financing Framework	Annual review and update (if applicable)	✓	✓	✓
	ESG financing	% ESG financing	84%	>60%	>75%

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

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

Highlights of the quarter:

In 2025, Neoenergia achieved second place in the overall ranking of the 20th portfolio of the B3 2024/2025 Corporate Sustainability Index (ISE B3), standing out as the best-positioned company in the electricity sector. This 11-place advance compared to the previous cycle reflects our commitment to business transparency and the creation of sustainable value for all our stakeholders.

With significant advances in renewable energy, Neoenergia has begun construction of one of the country's first green hydrogen plants, located in Taguatinga, Federal District. The plant, scheduled to open in October, will require an investment of over R\$ 30 million and will serve as a refueling point for light and heavy vehicles. Powered by solar energy, the plant will be part of Aneel's Research, Development, and Innovation (R&DI) Program, contributing to zero-carbon mobility.

As part of the circular economy, the company recently recycled 898 photovoltaic modules at UFV Luzia II and III plants in Paraíba, in partnership with the specialized company SunR. This initiative correctly disposed of over 34 tons of waste, preventing the disposal of 98 m³ of materials in landfills and the emission of 26 tons of CO₂.

In partnership with the Federal Government, the company began construction of the photovoltaic solar plant at Palácio da Alvorada, which will allow the site to be 100% powered by renewable energy. With an investment of over R \$ 3.5 million, made possible by Aneel's Energy Efficiency Program, the plant will have capacity of 1,095 kWp and will generate approximately 1,500 MWh per year — enough to supply the palace's full consumption. The initiative is expected to generate annual savings of over R\$ 1 million for the public coffers, promoting clean and affordable energy.

In the area of social inclusion, an agreement was signed with the Federal Government, in partnership with the program "Acredita no Primeiro Passo" (Believe in the First Step) of the Ministry of Development and Social Assistance, Family and Fight against Hunger. The initiative offers training and employability opportunities to individuals registered with CadÚnico, with a special focus on female training through the School of Electricians, considered a global benchmark in diversity by the World Economic Forum. Since its inception, the school has trained over a thousand women, of whom 70% have been hired.

The Neoenergia Institute launched the Conectar Cultural public call, which will allocate R\$ 500,000 to projects that preserve Afro-Brazilian intangible heritage in the Recôncavo region of Bahia. Additionally, for the first time, it launched the Ilumina Social public notice, which will invest up to R\$ 8.5 million in projects focused on the health and well-being of children, adolescents, the elderly, people with disabilities, and patients undergoing cancer treatment in six states and the Federal District.

In sports, the company expanded its support to the Brazilian Olympic Committee (COB) and began supplying 100% renewable energy to the Time Brasil Training Center. The measure will result in savings of R\$ 1.4 million and a reduction of 100 tons of CO₂ by 2025. In the women's segment, the "Mais pelo Esporte Feminino" (More for Women's Sports) campaign — starring athletes such as Bia Souza, Ana Marcela, Antônia Silva, and Rayane Soares — reinforces Neoenergia's commitment to equal opportunities and the appreciation of women's presence inside and outside the sports arena.

Neoenergia was recognized by the Rede Brasil Global Compact as a benchmark in good corporate practices with its program *Potencialize*, aimed at promoting racial equity in the energy sector. The initiative aims to boost diversity within

the company, expanding opportunities and fostering a more representative corporate structure. Initially launched at Neoenergia Coelba, the program has since been expanded to other distributors and corporate areas following positive results. The recognition took place during the Forum “Ambição 2030” (2030 Ambition), which brought together leaders to discuss concrete actions in favor of sustainability and social justice, highlighting *Potencialize* as a good practice within the Movement “Raça é Prioridade” (Race is Priority).

10. OTHER MATTERS

10.1. Low-Income Customers

	2Q25						2Q24					
Number of Residential Customers (thousand)	Consolidated	 Neoenergia Coelba	 Neoenergia Pernambuco	 Neoenergia Cosern	 Neoenergia Eletro	 Neoenergia Brasília	Consolidated	 Neoenergia Coelba	 Neoenergia Pernambuco	 Neoenergia Cosern	 Neoenergia Eletro	 Neoenergia Brasília
Conventional	10,989	4,130	2,527	1,023	2,363	946	10,862	4,161	2,478	1,001	2,275	947
Low Income	4,021	2,002	1,246	408	251	115	3,822	1,821	1,207	402	293	99
Total	15,010	6,131	3,773	1,431	2,614	1,060	14,683	5,982	3,684	1,403	2,568	1,046

10.2. Neoenergia Coelba and Cosern Adjustments

On April 15, 2025, Aneel approved tariff adjustments for Neoenergia Coelba with an average effect on consumers of 2.05% and for Neoenergia Cosern with an average effect on consumers of -0.32%, to be applied as of April 22, 2025.

Neoenergia Coelba

The variation in Parcel A was 3.2%, totaling R\$ 8,711.5 million, mainly impacted by the 15.2% increase in sector charges. The average price for passing on energy purchase contracts was set at R\$ 266.00/MWh. The variation in Parcel B was 8.1% (R\$ 6,269.8 million), reflecting the year-to-date inflation (IGP-M) since the last adjustment of +8.58%, deducted from the X Factor, of 0.51%.

Neoenergia Cosern

The variation in Parcel A was 3.7%, totaling R\$ 2,227.5 million, mainly impacted by the 19.7% increase in sector charges. The average price for the transfer of energy purchase contracts was set at R\$ 288.17/MWh. The variation in Parcel B was 6.6% (R\$ 1,312.1 million), reflecting the year-to-date inflation (IGP-M) since the last adjustment, of +8.58%, deducted from the X Factor, of 1.95%.

10.3. Neoenergia Pernambuco Review

On April 29, 2025, Aneel approved the tariff review of Neoenergia Pernambuco, with an average effect on consumers of 0.61%, applied as of April 29, 2025.

Parcel B reached R\$ 2,818 million, with a variation in the period of 16.2 % compared to that verified in the last 12 months, net value of other revenues and revenues from excess over demand and surplus of reactive energy.

Parcel A had a value set at R\$ 5,328 million, with a variation in the period of 3.9%, contributing to the final index with 2.66%. The financial components participated in the final index with -7.25%.

For the Net Remuneration Base, the approved value was R\$ 8,284 million, at April 2025 values, reflecting the recognition of investments made.

Regarding the Total Regulatory Electrical Losses recognized in the tariff, Aneel established the percentage equivalent to 16.11% on the injected energy (considering compensated MMDG), an increase of 0.91 p.p. compared to the previous coverage.

10.4. Sale of stake in the Itabapoana Transmission Line

In April 2025, Neoenergia announced the sale of 50% of the Itabapoana transmission line to the Unique Power investment fund, wholly owned by GIC, with an equity value of R\$ 127.5 million (base date 09/30/24), subject to adjustments until the closing date.

Itabapoana's net debt in the amount of R\$ 577 million (base date 09/30/24) is already deconsolidated, since, in December 2024, Itabapoana had been classified as a non-current asset held for sale.

This is the first operation carried out after the signing of the development agreement signed between Neoenergia and GIC on 04/25/23, which granted GIC the right of first offer regarding the potential future sale of a 50% stake in the transmission assets under construction, and reinforces Neoenergia's asset rotation strategy with a focus on portfolio optimization with value creation, following capital discipline.

10.5. Closing of the sale of UHE Baixo Iguaçu stake

On June 30, 2025, Neoenergia announced the closing of the sale of all shares for R\$ 1,050.4 million in Geração Céu Azul S.A., which in turn holds a 70% stake in the Consórcio Empreendedor Baixo Iguaçu, which operates the Baixo Iguaçu Hydroelectric Power Plant in Paraná.

This transaction reinforces Neoenergia's asset rotation strategy, focusing on portfolio optimization and value creation, while maintaining capital discipline.

10.6. Partnership for self-production with Nexus

In July 2025, Neoenergia announced to the market an operation with Nexus, through its subsidiary Neoenergia Renováveis, for the implementation of self-production of energy from wind sources, generated by the Chafariz Wind Complex, with a total installed capacity of 471 MW, of which 15 MW will be allocated to Nexus for a period of 10 years from January 2026.

The operation includes:

- (i) Share Purchase and Sale Agreements and Other Covenants ("CCVA"), for the acquisition, by Nexus, of an economic equity interest equivalent to 6.87% of the share capital of Canoas 3 Energia Renováveis S.A. ("Canoas 3"), of the Chafariz Wind Complex, held directly by Neoenergia Renováveis; and
- (ii) Purchase and Sale Contracts of Electric Energy, with the intervention and consent of the Company and Neoenergia Renováveis.

10.7. Partnership for self-production with Ambev

In July 2025, Neoenergia announced to the market an operation with Ambev, through its subsidiary Neoenergia Renováveis, for the implementation of self-production of energy from wind sources, generated by the Oitis Wind Complex, with a total installed capacity of 566.5 MW, of which 55 MWavg will be allocated to Ambev until 2033.

The operation includes:

- (i) Share Purchase and Sale Agreement and Other Covenants ("CCVA"), for the acquisition, by Ambev, of minority equity interests in companies directly owned by Neoenergia Renováveis, which correspond, respectively, to, 5.73% of the share capital of Oitis 3, 5.73% of Oitis 5, and 5.73% of Oitis 7; and
- (ii) Electric Energy Purchase and Sale Agreement, executed through the SPEs, with the intervention and consent of the Company and Neoenergia Renováveis.

10.8. Financing Agreement with the European Investment Bank (EIB)

In July 2025, Neoenergia announced to the market that Neoenergia Coelba signed a Financing Agreement with the EIB, one of the largest multilateral agencies in the world for financing investments aligned with climate initiatives.

The Agreement has a value of up to EUR 300 million, with a term of 10 years, with a 2-year grace period for the principal, intended for investments in the distributor. The financing, classified as 85% green and focused on climate action, is part of the Global Gateway initiative, an European Union strategy launched in 2021 to promote smart, clean and secure connections in the digital, energy and transport sectors. This is the first financing under this initiative for the Brazilian Electric Sector.

This agreement reinforces the Company's broad access to credit lines at competitive costs, reiterating its strategy of diversifying financing sources to foster the development of its business plan.

11. RECONCILIATION NOTE

Neoenergia discloses its 2Q25 and 6M25 results based on management analyses that the Board of Directors believes to reflect the company's business in the best manner, in line with international interim financial reporting standards (International Financial Reporting Standards – IFRS).

Calculation Memory (CONSOLIDATED)	Current Year		Ano anterior		Corresponding Explanatory Notes
	2Q25	6M25	2Q24	6M24	
(+) Net Revenue	12,856	25,141	11,482	23,106	Incement Statement
(-) Estimated Replacement Value of Concession	(454)	(1,106)	(293)	(711)	Note 5
(-) Other revenues	(300)	(498)	(260)	(473)	Note 5
(+) Gain/Loss on RAP	62	53	9	(7)	Note 5.3
(+) Contractual and regulatory penalties	(11)	(61)	0	0	Note 5.3
(+) Revenue from Operation and Maintenance	39	85	42	83	Note 5.3
(+) Photovoltaic Operations	0	0	1	1	Note 5.3
(+) Other revenues - Other revenues	2	5	2	4	Note 5.3
= Net Operating REVENUE	12,194	23,619	10,983	22,003	
(+) Costs with electric energy	(5,429)	(10,286)	(4,832)	(9,612)	Incement Statement
(+) Fuel for energy production	(27)	(57)	(44)	(168)	Note 8
(+) Construction costs	(2,777)	(5,024)	(2,287)	(4,162)	Incement Statement
(+) Photovoltaic Operations	0	(1)	(2)	(4)	Note 8
= Energy costs	(8,233)	(15,368)	(7,165)	(13,946)	
(+) Estimated replacement value of concession	454	1,106	293	711	Note 5
= GROSS MARGIN	4,415	9,357	4,111	8,768	
(+) Operating costs	(1,395)	(2,774)	(1,396)	(2,805)	Incement Statement
(+) Sales expenses	(97)	(184)	(43)	(118)	Incement Statement
(+) Other general and administrative revenues/expenses	(604)	(1,162)	(562)	(1,107)	Incement Statement
(-) Fuel for energy production	27	57	44	168	Note 8
(-) Photovoltaic Operations	0	1	2	4	Note 8
(-) Depreciation	763	1,484	696	1,380	Note 8
(+) Other revenues	300	498	260	473	Note 8
(-) Gain/Loss on RAP	(62)	(53)	(9)	7	Note 5.3
(-) Contractual and regulatory penalties	11	61	0	0	Note 5.3
(-) Revenue from operation and maintenance	(39)	(85)	(42)	(83)	Note 5.3
(-) Photovoltaic Operations	0	0	(1)	(1)	Note 5.3
(-) Other revenues - Other revenues	(2)	(5)	(2)	(4)	Note 5.3
= Operating Expenses (PMO)	(1,098)	(2,162)	(1,053)	(2,086)	
Provisions for Delinquency (PECLD)	(152)	(298)	(139)	(297)	Incement Statement
(+) Equity Income / (-) Fair value Adjustment - Investment	46	31	51	92	Incement Statement
EBITDA	3,211	6,928	2,970	6,477	
(+) Depreciation and Amortization	(763)	(1,484)	(696)	(1,380)	Incement Statement and Note 8
(+) Financial Income/Loss	(1,375)	(2,936)	(1,187)	(2,480)	Incement Statement
(+) IR/CS	567	138	(258)	(642)	Incement Statement
(+) Minority shareholders	(9)	(14)	(14)	(33)	Incement Statement
NET INCOME	1,631	2,632	815	1,942	Incement Statement

ANNEX I – Managerial DREs by Business

(base date 06/30/2025):

STATEMENT OF INCOME (R\$ MN)	NETWORKS								GENERATION AND CUSTOMERS								OTHER							
	2Q25	2Q24	Variation		6M25	6M24	Variation		2Q25	2Q24	Variation		6M25	6M24	Variation		2Q25	2Q24	Variation		6M25	6M24	Variation	
			R\$	%			R\$	%			R\$	%			R\$	%			R\$	%			R\$	%
GROSS MARGIN	3,995	3,584	411	11%	8,544	7,700	844	11%	432	531	(99)	(19%)	838	1,077	(239)	(22%)	(12)	(4)	(8)	200%	(25)	(9)	(16)	178%
Operating Expenses	(896)	(853)	(43)	5%	(1,759)	(1,697)	(62)	4%	(129)	(132)	3	(2%)	(270)	(254)	(16)	6%	(73)	(68)	(5)	7%	(133)	(135)	2	(1%)
Provisions for Delinquency (PECLD)	(152)	(138)	(14)	10%	(298)	(296)	(2)	1%	-	(1)	1	(100%)	-	(1)	1	(100%)	-	-	-	-	-	-	-	-
(+) Equity Income / Corporate Operations	15	49	(34)	(69%)	3	86	(83)	(97%)	32	2	30	1500%	29	6	23	383%	(1)	-	(1)	-	(1)	-	(1)	-
EBITDA	2,962	2,642	320	12%	6,490	5,793	697	12%	335	400	(65)	(16%)	597	828	(231)	(28%)	(86)	(72)	(14)	19%	(159)	(144)	(15)	10%
Depreciation	(575)	(512)	(63)	12%	(1,133)	(1,014)	(119)	12%	(130)	(122)	(8)	7%	(234)	(244)	10	(4%)	(58)	(62)	4	(6%)	(117)	(122)	5	(4%)
Financial Income (Loss)	(1,313)	(1,105)	(208)	19%	(2,804)	(2,267)	(537)	24%	(40)	(48)	8	(17%)	(86)	(112)	26	(23%)	(22)	(34)	12	(35%)	(46)	(101)	55	(54%)
IR/CS	569	(238)	807	N/A	196	(565)	761	N/A	(21)	(30)	9	(30%)	(73)	(92)	19	(21%)	19	10	9	90%	15	15	-	-
Removals (Minority Shareholdings)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(9)	(14)	5	(36%)	(14)	(33)	19	(58%)
NET INCOME	1,643	787	856	109%	2,749	1,947	802	41%	144	200	(56)	(28%)	204	380	(176)	(46%)	(156)	(172)	16	(9%)	(321)	(385)	64	(17%)

ANNEX II – Balance Sheet by Business

(base date 06/30/2025):

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	2,305	216	2,521	1,122	349	128	77	1,676	1,410	5,607
Trade accounts receivable and others	9,600	66	9,666	115	38	22	175	350	-	10,016
Securities and marketable securities	79	18	97	5	-	-	-	5	-	102
Derivative financial instruments	129	18	147	-	-	-	2	2	1	150
Public Service Concession (Contract asset)	-	1,205	1,205	-	-	-	-	-	-	1,205
Non-current assets held for sale	-	978	978	-	-	-	-	-	-	978
Other current assets	2,583	267	2,850	31	26	55	27	139	311	3,300
TOTAL CURRENT ASSETS	14,696	2,768	17,464	1,273	413	205	281	2,172	1,722	21,358
NON-CURRENT ASSETS										
Trade accounts receivable and others	412	-	412	-	-	-	15	15	-	427
Securities and marketable securities	90	11	101	362	8	-	2	372	-	473
Derivative financial instruments	315	-	315	4	-	-	-	4	89	408
Public service Concession (financial assets)	36,277	-	36,277	-	-	-	-	-	-	36,277
Public service Concession (contractual assets)	5,505	15,845	21,350	-	-	-	-	-	-	21,350
Investments in subsidiaries, associates and joint ventures	-	958	958	-	863	-	5	868	-	1,826
Right of use	144	1	145	40	2	4	2	48	2	195
Property, Plant & Equipment ("PP&E")	-	27	27	7,691	1,677	914	17	10,299	53	10,379
Intangible assets	9,581	13	9,594	113	1,912	1	38	2,064	2	11,660
Other non-current assets	4,886	971	5,857	289	36	129	76	530	76	6,463
TOTAL NON-CURRENT ASSETS	57,210	17,826	75,036	8,499	4,498	1,048	155	14,200	222	89,458
TOTAL ASSETS	71,906	20,594	92,500	9,772	4,911	1,253	436	16,372	1,944	110,816
CURRENT LIABILITIES										
Suppliers and accounts payable to contractors and covenant contracts	3,454	337	3,791	94	21	20	58	193	263	4,247
Loans and financing	4,553	710	5,263	244	42	-	16	302	270	5,835
Derivative financial instruments	170	1	171	-	-	-	5	5	56	232
Sectoral financial liabilities (Portion A and others)	1,157	-	1,157	-	-	-	-	-	-	1,157
Other current liabilities	4,747	1,722	6,469	796	166	75	160	1,197	(831)	6,835
TOTAL CURRENT LIABILITIES	14,081	2,770	16,851	1,134	229	95	239	1,697	(242)	18,306
NON-CURRENT LIABILITIES										
Suppliers and accounts payable to contractors and covenant contracts	210	-	210	-	-	-	-	-	-	210
Loans and financing	31,553	5,600	37,153	3,048	160	-	42	3,250	4,457	44,860
Derivative financial instruments	301	3	304	-	-	-	2	2	320	626
Sectoral financial liabilities (Portion A and others)	1,505	-	1,505	-	-	-	-	-	-	1,505
Other non-current liabilities	6,050	2,624	8,674	418	771	43	26	1,258	18	9,950
TOTAL NON-CURRENT LIABILITIES	39,619	8,227	47,846	3,466	931	43	70	4,510	4,795	57,151
TOTAL LIABILITIES	53,700	10,997	64,697	4,600	1,160	138	309	6,207	4,553	75,457
NET EQUITY										
Attributable to controlling interest	18,111	9,573	27,684	5,153	3,751	1,115	127	10,146	(2,609)	35,221
Attributable to non-controlling interest	95	24	119	19	-	-	-	19	-	138
TOTAL NET EQUITY	18,206	9,597	27,803	5,172	3,751	1,115	127	10,165	(2,609)	35,359
TOTAL LIABILITIES AND NET EQUITY	71,906	20,594	92,500	9,772	4,911	1,253	436	16,372	1,944	110,816
DEBT										
Gross debt										
ASSETS										
CURRENT ASSETS										
Cash and cash equivalents	2,305	216	2,521	1,122	349	128	77	1,676	1,410	5,607
Securities and marketable securities	79	18	97	5	-	-	-	5	-	102
Derivative financial instruments	129	18	147	-	-	-	2	2	1	150
NON-CURRENT ASSETS										
Securities and marketable securities	90	11	101	362	8	-	2	372	-	473
Derivative financial instruments	315	-	315	4	-	-	-	4	89	408
LIABILITIES										
CURRENT LIABILITIES										
Loans and financing	4,553	710	5,263	244	42	-	16	302	270	5,835
Derivative financial instruments	170	1	171	-	-	-	5	5	56	232
NON-CURRENT LIABILITIES										
Loans and financing	31,553	5,600	37,153	3,048	160	-	42	3,250	4,457	44,860
Derivative financial instruments	301	3	304	-	-	-	2	2	320	626
Total Gross Debt	36,133	6,296	42,429	3,288	202	-	63	3,553	5,013	50,995
Total Net Debt	33,659	6,051	39,710	1,799	(155)	(128)	(16)	1,500	3,603	44,813

ANNEX III – Consolidated Cash Flow

(base date 06/30/2025):

OPERATING ACTIVITIES CASH FLOW - R\$ Million	6M25	6M24
Net Income for the Period/Fiscal Year	2,646	1,975
Adjusted by:		
Depreciation and amortization	1,514	1,407
Write-off of non-current assets	63	66
Equity Income	10	(28)
Fair value adjustment/ Impairment	(41)	(64)
Income taxes paid	(138)	642
Financial income (expenses), net	2,936	2,480
Concession's estimated replacement value	(1,106)	(711)
Changes in working capital:		
Receivables from clients and other	(141)	203
Public Service Concession (Contract assets - Transmission)	(2,542)	(2,207)
Suppliers and accounts payable to contractors and covenant contracts	99	(657)
Wages, employment benefits and charges payable, net	(218)	(234)
Sectoral financial assets and liabilities, net (Portion A and others)	191	793
Other recoverable (payable) taxes and sectoral charges, net	(110)	52
Provisions, net of judicial deposits	(72)	(213)
Other net assets and liabilities	90	(623)
Net Cash generated from operations	3,181	2,881
Dividends and interest on own capital received	54	74
Payment of debt charges	(1,922)	(1,625)
Derivative financial instruments paid, net	(579)	(497)
Income from financial investments	417	423
Payment of interest - Leases	(16)	(14)
Income taxes paid	(220)	(170)
Cash generated by operating activities	915	1,072
Cash flow from investing activities		
Acquisition of fixed and intangible assets	(101)	(76)
Capital increase in investees	-	(56)
Capital reduction in investees	-	27
Public service concession (Contract assets - Distribution)	(3,240)	(2,483)
Investments in securities and marketable securities	(416)	(222)
Redemption of securities and marketable securities	529	238
Disposal of Subsidiary - Geração Céu Azul S.A.	1,050	-
Cash flow used in investing activities	(2,178)	(2,572)
Cash flow from financing activities		
Funds raised through loans and financing	3,254	8,900
Payment of fundraising costs	(75)	(142)
Amortization of principal from loans and financing	(4,854)	(5,411)
Collateral deposits	10	(3)
Public Service Concessions obligations	143	135
Payment of principal - Leases	(33)	(27)
Derivative financial instruments received (paid), net	679	-
Dividends and interest on own capital paid to non-controlling interest	(2)	(15)
Disposal of equity interest in subsidiaries	23	-
Repurchase of treasury shares	(5)	-
Cash flow generated by financing activities	(860)	3,437
Increase (decrease) in cash and cash equivalents for the period	(2,123)	1,937
Cash and cash equivalents at the beginning of the period	7,730	7,448
Cash and cash equivalents at the end of the period	5,607	9,385



DISCLAIMER

This document was prepared by NEOENERGIA S.A. with a view at indicating the general situation and progress of the Company's business. The document is a property of NEOENERGIA and should not be used for any purpose without prior written consent of NEOENERGIA.

The information contained in this document reflects current conditions and our view to date and is subject to change. The document contains statements that represent NEOENERGIA expectations and projections about future events, which the Company cannot guarantee will materialize, since they involve a number of risks and uncertainties and may have results or consequences other than those discussed and anticipated herein.

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

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