

Rio de Janeiro, 26 de julho de 2022 – Neoenergia anuncia hoje os seus resultados do segundo trimestre e o primeiro semestre de 2022 (2T22 e 6M22).



ISE B3 IEE B3



DESTAQUES (R\$ MM) 2T22	2T22	2T21	Δ %	6M22	6M21	Δ %
Receita Operacional Líquida	9.642	9.529	1%	19.524	18.112	8%
Margem Bruta	4.316	3.210	34%	8.496	6.398	33%
Despesas Operacionais	(965)	(869)	11%	(1.854)	(1.670)	11%
EBITDA	3.226	2.300	40%	6.395	4.584	40%
Resultado Financeiro	(1.156)	(426)	171%	(2.073)	(808)	157%
Lucro Atribuído aos Controladores	1.075	1.002	7%	2.287	2.009	14%
Ativo Financeiro da Concessão (VNR)	676	338	100%	1.208	661	83%
IFRS 15	298	260	15%	507	661	(23%)
GSF	-	-	-	-	43	(100%)
EBITDA Caixa	2.252	1.702	32%	4.680	3.219	45%



INDICADORES OPERACIONAIS						
Energia Distribuída (GWh) ⁽¹⁾	16.775	16.663	0,7%	33.601	33.712	(0,3%)
Energia Injetada (GWh) ⁽¹⁾	18.822	18.675	0,8%	38.299	38.440	(0,4%)
Número de Clientes (mil) ⁽¹⁾	15.877	15.568	2%			

Indicadores Financeiros de Dívida	2T22	2021	Variação
Dívida Líquida ⁽²⁾ /EBITDA ⁽³⁾	2,96	3,12	(0,16)
Rating Corporativo (S&P)	AAA	AAA	-

⁽¹⁾ Meramente para efeito comparativo, Neoenergia Brasília considera os dados de 01/01/21 a 01/03/21, período anterior à sua incorporação

⁽²⁾ Dívida líquida de disponibilidades, aplicações financeiras e títulos e valores mobiliários

⁽³⁾ EBITDA 12 meses

EBITDA Caixa cresce 32% atingindo R\$ 2,3 bilhões no 2T22 e R\$ 4,7 bilhões no 6M22 (+45% vs. 6M21)

- Energia injetada de 18.822 GWh no 2T22, +0,8%% vs. 2T21 e de 38.299 GWh no 6M22, em linha com o 6M21;
- Despesas Operacionais de R\$ 965 milhões no 2T22 (+11% vs. 2T21). No 6M22, com Neoenergia Brasília em termos comparáveis, as despesas somam R\$ 1.806 milhões no 6M22 (+8% vs. 6M21), absorvendo a inflação, o maior número de clientes, maior *headcount* e novos negócios;
- EBITDA de R\$ 3,2 bilhões no 2T22 (+40% vs. 2T21) e de R\$ 6,4 bilhões no 6M22 (+40% vs. 6M21);
- Lucro de R\$ 1,1 bilhão no 2T22 (+7% vs. 2T21) e de R\$ 2,3 bilhões no 6M22 (+14% vs. 6M21);
- Capex de R\$ 4,6 bilhões no 6M22 (+30% vs. 6M21) pelo avanço dos projetos do Complexo de Oitis e Luzia, além da expansão de redes nas Distribuidoras;
- Dívida Líquida/EBITDA de 2,96x no 2T22 (3,12x no 4T21);
- Perdas Totais 12 meses seguem a trajetória de queda recuando em quatro das cinco distribuidoras vs. 1T22. Neoenergia Elektro e Neoenergia Cosern seguem enquadradas no limite regulatório. Neoenergia Brasília com redução pelo 6º trimestre consecutivo.

TELECONFERÊNCIA 2T22

Quarta-feira, 27 de julho de 2022

Horário: 10:00 (BRT) | 9:00 (EST)

(com tradução simultânea para o inglês)

Telefone para conexão: +55 (11) 3181-8565 ou +55 (11) 4090-1621

EUA/Canada: (Toll Free) +1 844 204-8942 – (Dial In) +1 412 717-9627

Demais países: +1 412 717-9627 ou +55 (11) 3181-8565

Senha: Neoenergia

Acesso ao Webcast: <https://choruscall.com.br/neoenergia/2t22.htm>

A NEOENERGIA S.A., APRESENTA OS RESULTADOS DO SEGUNDO TRIMESTRE E PRIMEIRO SEMESTRE (2T22 E 6M22) 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 (*INTERNATIONAL FINANCIAL REPORTING*)

SUMÁRIO

1.	DESEMPENHO OPERACIONAL	4
1.1.	Redes	4
1.2.	Renováveis	14
1.3.	Liberalizado	17
2.	DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO	17
2.1.	Consolidado	17
2.2.	Redes	19
2.3.	Renováveis	26
2.4.	Liberalizado	28
3.	EBITDA (LAJIDA)	29
4.	RESULTADO FINANCEIRO	29
5.	INVESTIMENTOS	30
5.1.	Redes	30
5.2.	Renováveis	31
5.2.1.	Parques Eólicos	31
5.2.2.	Parques Solares	31
5.2.3.	Usinas Hidrelétricas	31
5.3.	Liberalizado	31
6.	ENDIVIDAMENTO	31
6.1.	Posição de Dívida e Alavancagem Financeira	31
6.2.	Cronograma de amortização das dívidas	32
6.3.	Perfil Dívida	33
7.	RATING	34
8.	MERCADO DE CAPITAIS	34
9.	ESG	35
10.	OUTROS TEMAS	38
10.1.	Clientes Baixa Renda	38

10.2	Reajustes Neoenergia Coelba, Neoenergia Pernambuco e Neoenergia Cosern	38
10.3	Revisão Tarifária Extraordinária (“RTE”)	38
2.	NOTA DE CONCILIAÇÃO	39
	ANEXO I – Ativos Renováveis em Construção	41
	ANEXO II – DREs Gerenciais por Segmentos	42
	ANEXO III – Balanço Patrimonial por Segmento	43
	ANEXO IV – Fluxo de Caixa Consolidado	44

1. DESEMPENHO OPERACIONAL

O Grupo Neoenergia possui três segmentos, que são apresentados da seguinte forma: (i) Redes – distribuição e transmissão; (ii) Renováveis – geração eólica, hidrelétrica e solar e (iii) Liberalizado – 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 2T22 com 15,9 milhões de consumidores ativos. Em comparação com 2T21, houve aumento de 309 mil de consumidores (+2,0%). A tabela a seguir reflete a quantidade de consumidores ativos ao final do 2T22 por distribuidora.

Número de Consumidores (milhares)	2T22						2T21						VARIAÇÃO					
	Consolidado	NEOENERGIA COELBA	NEOENERGIA PERNAMBUCO	NEOENERGIA COSERN	NEOENERGIA ELEKTRO	NEOENERGIA BRASILIA	Consolidado	NEOENERGIA COELBA	NEOENERGIA PERNAMBUCO	NEOENERGIA COSERN	NEOENERGIA ELEKTRO	NEOENERGIA BRASILIA	Consolidado	NEOENERGIA COELBA	NEOENERGIA PERNAMBUCO	NEOENERGIA COSERN	NEOENERGIA ELEKTRO	NEOENERGIA BRASILIA
Residencial	14.049	5.695	3.507	1.352	2.474	1.021	13.739	5.553	3.455	1.323	2.422	987	310	142	52	29	53	33
Industrial	38	11	5	1	20	1	40	13	5	1	20	1	(2)	(2)	(0)	0	(0)	(0)
Comercial	1.090	428	228	109	207	119	1.062	413	226	105	201	117	28	15	2	4	5	1
Rural	533	210	134	52	127	10	561	223	142	55	131	11	(28)	(13)	(8)	(3)	(4)	(0)
Outros	168	70	34	27	31	6	165	69	33	26	30	7	3	1	1	1	1	(0)
Total	15.877	6.414	3.907	1.541	2.858	1.157	15.568	6.271	3.860	1.510	2.804	1.123	309	143	47	31	54	34

1.1.1.2. Evolução do Mercado

A energia distribuída (cativo + livre + suprimento) foi 16.775 GWh no 2T22 (+0,7% vs. 2T21) e 33.601 GWh no 6M22, em linha com o 6M21.

Os valores de energia distribuída por distribuidora e por tipo de cliente são apresentados na tabela abaixo:

Energia Distribuída (GWh)	NEOENERGIA COELBA			NEOENERGIA PERNAMBUCO			NEOENERGIA COSERN			NEOENERGIA ELEKTRO			NEOENERGIA BRASILIA			CONSOLIDADO		
	2T22	2T21	%	2T22	2T21	%	2T22	2T21	%	2T22	2T21	%	2T22	2T21	%	2T22	2T21	%
Residencial	1.882	1.919	(1,9%)	1.342	1.370	(2,0%)	583	615	(5,2%)	1.230	1.277	(3,7%)	597	620	(3,7%)	5.635	5.800	(2,8%)
Industrial	210	246	(14,6%)	114	122	(6,6%)	52	58	(10,3%)	290	310	(6,5%)	10	16	(37,5%)	676	753	(10,2%)
Comercial	765	705	8,5%	538	517	4,1%	208	206	1,0%	550	502	9,6%	365	362	0,8%	2.426	2.291	5,9%
Rural	568	566	0,4%	113	159	(28,9%)	70	87	(19,5%)	228	300	(24,0%)	39	39	-	1.018	1.150	(11,5%)
Outros	645	632	2,1%	475	465	2,2%	153	146	4,8%	328	327	0,3%	338	310	9,0%	1.939	1.879	3,2%
Total Energia Distribuída (cativo)	4.069	4.068	0,0%	2.583	2.632	(1,9%)	1.065	1.112	(4,2%)	2.626	2.716	(3,3%)	1.350	1.346	0,3%	11.693	11.874	(1,5%)
Mercado Livre + Suprimento	1.326	1.204	10,1%	965	949	1,7%	355	339	4,7%	2.122	1.957	8,4%	314	340	(7,6%)	5.082	4.788	6,1%
Total Energia Distribuída (cativo + livre)	5.395	5.272	2,3%	3.548	3.581	(0,9%)	1.420	1.451	(2,1%)	4.748	4.673	1,6%	1.664	1.686	(1,3%)	16.775	16.663	0,7%

Energia Distribuída (GWh)	NEOENERGIA COELBA			NEOENERGIA PERNAMBUCO			NEOENERGIA COSERN			NEOENERGIA ELEKTRO			NEOENERGIA BRASÍLIA			CONSOLIDADO		
	6M22	6M21	%	6M22	6M21	%	6M22	6M21	%	6M22	6M21	%	6M22	6M21	%	6M22	6M21	%
Residencial	3.850	3.958	(2,7%)	2.776	2.812	(1,3%)	1.212	1.256	(3,5%)	2.644	2.680	(1,3%)	1.196	1.228	(2,6%)	11.677	11.934	(2,2%)
Industrial	414	510	(18,8%)	226	252	(10,3%)	103	122	(15,6%)	574	599	(4,2%)	21	31	(32,3%)	1.338	1.515	(11,7%)
Comercial	1.536	1.475	4,1%	1.085	1.076	0,8%	424	428	(0,9%)	1.148	1.065	7,8%	734	727	1,0%	4.928	4.771	3,3%
Rural	931	1.091	(14,7%)	249	336	(25,9%)	178	216	(17,6%)	467	556	(16,0%)	67	68	(1,5%)	1.891	2.267	(16,6%)
Outros	1.284	1.279	0,4%	941	929	1,3%	302	300	0,7%	655	661	(0,9%)	648	599	8,2%	3.830	3.766	1,7%
Total Energia Distribuída (cativo)	8.014	8.313	(3,6%)	5.278	5.405	(2,3%)	2.219	2.321	(4,4%)	5.488	5.561	(1,3%)	2.666	2.653	0,5%	23.665	24.253	(2,4%)
Mercado Livre + Suprimento	2.607	2.382	9,4%	1.953	1.928	1,3%	713	681	4,7%	4.090	3.835	6,6%	573	632	(9,3%)	9.936	9.459	5,0%
Total Energia Distribuída (cativo + livre)	10.621	10.695	(0,7%)	7.231	7.333	(1,4%)	2.932	3.002	(2,3%)	9.578	9.396	1,9%	3.239	3.285	(1,4%)	33.601	33.712	(0,3%)

NOTA: Meramente para efeito comparativo, Neoenergia Brasília considera os dados de 01/01/21 a 01/03/2021, período anterior à sua incorporação.

No 2T22, o consumo residencial apresentou redução em todas as distribuidoras, consolidando 5.635 GWh, 2,8% abaixo do registrado no 2T21 e 11.677 GWh no 6M22, -2,2% vs. 6M21, influenciado, dentre outros fatores, pelas menores temperaturas e maiores chuvas, em boa parte da área de concessão da Companhia, se comparada ao mesmo período do ano anterior.

O consumo da classe industrial cativa reduziu 10,2% no 2T22 vs. 2T21. Entretanto, ao se incorporar ao desempenho desta classe o consumo livre, apura-se um aumento de 3,9% no 2T22 e 2,7% no 6M22, explicado, principalmente, pelos setores químicos, construção civil, papel e derivados, alimentos e bebidas, e de embalagem.

A classe comercial cativa cresceu 5,9% no 2T22 vs. 2T21 e 3,3% no 6M22 vs. 6M21, sendo o destaque deste trimestre.

A classe rural apresentou redução de 11,5% vs. 2T21, em função do maior volume de chuvas nas áreas de concessão das distribuidoras Neoenergia Pernambuco, Neoenergia Cosern e Neoenergia Elektro, o que gerou uma menor demanda de irrigação. No 6M22 a queda foi de 16,6% vs. 6M21, com impacto negativo em todas as distribuidoras também em virtude das maiores chuvas que resultaram em menor demanda por irrigação.

As outras classes (serviço público, poder público, iluminação pública e uso próprio) totalizaram um crescimento de 3,2% no 2T22 vs. 2T21 e 1,7% no 6M22 vs. 6M21, com destaque para a classe Poder Público.

1.1.1.3. Balanço Energético

A energia injetada no 2T22 foi de 18.822 GWh (+0,8% vs. 2T21), puxado pela Neoenergia Coelba e Neoenergia Elektro. No 6M22, a energia injetada foi de 38.299 GWh, em linha com o 6M21, no entanto, ainda refletindo impactos de menores temperaturas e maiores chuvas comparado ao 6M21. Vale citar também que a Neoenergia Cosern apresentou uma redução de 4,2% no 2T22 vs. 2T21 e de -3,7% no 6M22 vs. 6M21, fortemente impactada pelo aumento da geração distribuída na concessão. Desconsiderando este efeito, a redução no semestre é de -0,7%. Importante frisar que na revisão tarifária de abril de 2023 esse impacto será contemplado no dimensionamento do mercado.

BALANÇO ENERGÉTICO (GWh)	2T22	2T21	2T22 x 2T21		6M22	6M21	6M22 x 6M21	
			Dif	%			Dif	%
CONSOLIDADO								
Mercado Cativo	11.693	11.874	(181)	(1,5%)	23.665	24.253	(588)	(2,4%)
Mercado Livre + Suprimento	5.082	4.788	294	6,1%	9.936	9.459	477	5,0%
Energia Distribuída (A)	16.775	16.663	112	0,7%	33.601	33.712	(111)	(0,3%)
Energia Perdida (B)	2.396	2.367	29	1,2%	4.819	5.092	(273)	(5,4%)
Não Faturado (C)	(349)	(355)	6	(1,7%)	(121)	(364)	243	(66,8%)
Energia Injetada (D) = (A) + (B) + (C)	18.822	18.675	147	0,8%	38.299	38.440	(141)	(0,4%)
								
Mercado Cativo	4.069	4.068	1	0,0%	8.014	8.313	(299)	(3,6%)
Mercado Livre + Suprimento	1.326	1.204	122	10,1%	2.607	2.382	225	9,4%
Energia Distribuída (A)	5.395	5.272	123	2,3%	10.621	10.695	(74)	(0,7%)
Energia Perdida (B)	965	955	9	1,0%	1.882	2.031	(149)	(7,3%)
Não Faturado (C)	(32)	(78)	46	(59,0%)	126	(149)	276	(184,6%)
Energia Injetada (D) = (A) + (B) + (C)	6.327	6.149	178	2,9%	12.629	12.576	53	0,4%
								
Mercado Cativo	2.583	2.632	(49)	(1,9%)	5.278	5.405	(127)	(2,3%)
Mercado Livre + Suprimento	965	949	16	1,7%	1.953	1.928	25	1,3%
Energia Distribuída (A)	3.548	3.581	(33)	(0,9%)	7.231	7.333	(102)	(1,4%)
Energia Perdida (B)	756	728	27	3,8%	1.543	1.580	(37)	(2,3%)
Não Faturado (C)	(86)	(96)	10	(10,4%)	(76)	(131)	55	(42,0%)
Energia Injetada (D) = (A) + (B) + (C)	4.218	4.213	4	0,1%	8.698	8.782	(84)	(1,0%)
								
Mercado Cativo	1.065	1.112	(47)	(4,2%)	2.219	2.321	(102)	(4,4%)
Mercado Livre + Suprimento	355	339	17	4,7%	713	681	32	4,7%
Energia Distribuída (A)	1.420	1.451	(31)	(2,1%)	2.932	3.002	(70)	(2,3%)
Energia Perdida (B)	134	146	(12)	(8,2%)	289	325	(36)	(11,1%)
Não Faturado (C)	(32)	(8)	(24)	300,0%	(72)	(55)	(16)	30,9%
Energia Injetada (D) = (A) + (B) + (C)	1.521	1.588	(67)	(4,2%)	3.150	3.272	(122)	(3,7%)

 NEOENERGIA ELEKTRO								
Mercado Cativo	2.626	2.716	(90)	(3,3%)	5.488	5.561	(73)	(1,3%)
Mercado Livre + Suprimento	2.122	1.957	166	8,4%	4.090	3.835	255	6,6%
Energia Distribuída (A)	4.748	4.673	75	1,6%	9.578	9.396	182	1,9%
Energia Perdida (B)	307	307	0	-	641	667	(26)	(3,9%)
Não Faturado (C)	(181)	(169)	(13)	7,1%	(96)	(40)	(56)	140,0%
Energia Injetada (D) = (A) + (B) + (C)	4.874	4.812	62	1,3%	10.123	10.023	100	1,0%

 NEOENERGIA BRASÍLIA								
Mercado Cativo	1.350	1.346	4	0,3%	2.666	2.653	13	0,5%
Mercado Livre + Suprimento	314	340	(27)	(7,6%)	573	632	(60)	(9,3%)
Energia Distribuída (A)	1.664	1.686	(22)	(1,3%)	3.239	3.285	(46)	(1,4%)
Energia Perdida (B)	235	231	4	1,7%	464	489	(25)	(5,1%)
Não Faturado (C)	(17)	(4)	(14)	325,0%	(4)	12	(16)	(133,3%)
Energia Injetada (D) = (A) + (B) + (C)	1.882	1.913	(32)	(1,6%)	3.699	3.787	(88)	(2,3%)

NOTA: Meramente para efeito comparativo, Neoenergia Brasília considera os dados de 01/01/21 a 01/03/2021, período anterior à sua incorporação.

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				
	2T21	3T21	4T21	1T22	2T22	2T21	3T21	4T21	1T22	2T22	2T21	3T21	4T21	1T22	2T22
 NEOENERGIA COELBA	10,69%	10,70%	10,63%	10,63%	10,63%	4,16%	4,12%	4,14%	4,49%	4,47%	14,85%	14,82%	14,77%	15,12%	15,09%
 NEOENERGIA PERNAMBUCO	7,89%	8,01%	8,20%	8,38%	8,53%	9,07%	8,73%	8,93%	8,73%	8,61%	16,96%	16,74%	17,13%	17,11%	17,14%
 NEOENERGIA COSERN	8,51%	8,48%	8,39%	8,37%	8,32%	1,04%	1,10%	1,39%	1,27%	0,83%	9,55%	9,58%	9,78%	9,63%	9,14%
 NEOENERGIA ELEKTRO	5,79%	5,92%	5,95%	6,09%	6,02%	0,99%	0,24%	0,59%	0,34%	0,27%	6,78%	6,16%	6,55%	6,43%	6,28%
 NEOENERGIA BRASÍLIA	7,72%	7,63%	7,48%	7,63%	7,77%	6,14%	5,43%	5,25%	5,02%	4,63%	13,86%	13,06%	12,73%	12,65%	12,40%

DISTRIBUIDORAS	Perdas totais 12 meses (GWh)														
	Perda Técnica					Perda Não Técnica					Perda Total				
	2T21	3T21	4T21	1T22	2T22	2T21	3T21	4T21	1T22	2T22	2T21	3T21	4T21	1T22	2T22
 NEOENERGIA COELBA	2.656	2.688	2.652	2.640	2.657	1.034	1.034	1.033	1.115	1.116	3.690	3.722	3.685	3.754	3.773
 NEOENERGIA PERNAMBUCO	1.379	1.409	1.446	1.470	1.496	1.585	1.536	1.574	1.531	1.511	2.964	2.945	3.020	3.002	3.007
 NEOENERGIA COSERN	559	565	561	555	546	68	73	93	84	54	627	638	654	639	600
 NEOENERGIA ELEKTRO	1.163	1.196	1.195	1.225	1.214	199	49	119	68	54	1.362	1.245	1.314	1.293	1.268
 NEOENERGIA BRASÍLIA	593	592	577	584	591	473	421	404	384	353	1.066	1.013	981	968	944

NOTA: (1) Devido ao fato de o prazo de apuração do indicador de perdas de março de 2022 ser posterior ao período de divulgação deste relatório, os dados apresentados são estimados. Os indicadores de 2021 foram ajustados para a apuração definitiva.

As perdas totais seguem com trajetória de queda nos últimos 12 meses e recuaram em quatro das cinco distribuidoras em comparação ao 1T22. A Neoenergia segue em busca dos patamares regulatórios.

As perdas do 2T22 foram afetadas pela Resolução Normativa ANEEL 1000/2021, que ampliou o prazo de ampla defesa, aumentando assim o prazo entre a inspeção e a emissão da fatura, o que aumenta o não faturado, afetando o indicador de perdas. Esse efeito é temporário e será carregado na visão 12 meses. Ademais não há impacto no Resultado Econômico da Companhia.

A Neoenergia Coelba apresentou perdas totais 12 meses no 2T22 de 15,24%, sem o impacto da REN 1000 foi de 15,09%, inferior ao patamar do 1T22, e segue na trajetória para atingimento do patamar regulatório de 14,26%.

Na Neoenergia Pernambuco, as perdas totais 12 meses encerraram o 2T22 em 17,32%, sem o impacto da REN 1000 foi de 17,14%, aumento de 0,03 p.p vs. 1T22. A Neoenergia Pernambuco segue em busca do patamar regulatório de 14,95%.

Já as perdas totais 12 meses na Neoenergia Cosern encerraram o período em 9,19%, sem o impacto da REN 1000 foi de 9,14%, inferior ao patamar do 1T22 e seguindo desta forma, abaixo do limite regulatório de 10,73%.

Assim como a Neoenergia Elektro, que encerrou o 2T22 em 6,34%, sem o impacto da REN 1000 foi de 6,28%, também abaixo do limite regulatório de 7,99% e abaixo do 1T22.

Por fim, a Neoenergia Brasília registrou perdas 12 meses de 12,59%, sem o impacto da REN 1000 foi de 12,40%, o que representa o 6º trimestre consecutivo de reduções no indicador, reflexo do turnaround que vem sendo realizado e consequente consolidação da gestão do Grupo Neoenergia. A distribuidora segue de maneira consistente no objetivo de levar o nível de perdas para abaixo do seu limite regulatório de 11,70%.

No 6M22 foram adotadas as seguintes ações de combate a perdas em Neoenergia Coelba, Neoenergia Pernambuco, Neoenergia Cosern e Neoenergia Elektro:

- i. Realização de mais de 257 mil inspeções;
- ii. Substituição de mais de 205 mil medidores obsoletos por equipamentos mais modernos;
- iii. Regularização de mais de 46 mil clandestinos;
- iv. Atualização de mais de 369 mil pontos de iluminação pública no cadastro.

Na Neoenergia Brasília, vale destacar as seguintes ações no 6M22:

- i. Realização de mais de 45 mil inspeções;
- ii. Regularização de mais de 7 mil ligações clandestinas;
- iii. Substituição de mais de 12 mil medidores de energia obsoletos por equipamentos mais modernos.

1.1.1.5. Arrecadação e Inadimplência

Os gráficos abaixo retratam o índice de arrecadação que é a razão entre a arrecadação dos últimos 12 meses sobre contas vencidas sobre o faturamento 12 meses da Neoenergia.



Nota: a metodologia de cálculo do índice de arrecadação da Neoenergia Brasília sofreu ajustes para se adequar às demais distribuidoras do Grupo.

Com base nos gráficos acima, percebe-se que os níveis de arrecadação na visão 12 meses seguem elevados confirmando o sucesso das ações de cobrança. A taxa de arrecadação consolidada, foi de 98,18% no 2T22 (+0,90 p.p vs. 1T22 e +0,82 p.p acima do 2T21). Verificamos melhora no indicador de 4 das 5 distribuidoras, tanto em relação ao 1T22, que possuía efeito da bandeira tarifária escassez hídrica, quanto em relação ao 2T21, que contemplava a bandeira vermelha P2.

PECLD/ ROB		2T21	3T21	4T21	1T22	2T22	2T21 x 2T22	6M22	6M21	Var.	Limite Regulatório
 NEOENERGIA COELBA	ROB	3.176	3.529	3.757	3.881	3.622	14,04%	7.503	6.322	18,68%	7.503
	PECLD	40	41	42	55	50	25,00%	104	82	27,23%	113
	Inadimplência	1,26%	1,16%	1,12%	1,41%	1,38%	0,11 p.p.	1,39%	1,30%	0,09 p.p.	1,50%
 NEOENERGIA PERNAMBUCO	ROB	2.138	2.390	2.606	2.554	2.286	6,92%	4.840	4.301	12,54%	4.840
	PECLD	36	42	57	58	49	36,11%	106	76	39,45%	75
	Inadimplência	1,66%	1,77%	2,20%	2,26%	2,13%	0,47 p.p.	2,20%	1,77%	0,42 p.p.	1,55%
 NEOENERGIA COSERN	ROB	845	964	1.028	977	884	4,62%	1.862	1.675	11,12%	1.862
	PECLD	2	3	3	(2)	8	300,00%	6	2	251,29%	10
	Inadimplência	0,29%	0,26%	0,30%	(0,21%)	0,92%	0,63 p.p.	0,33%	0,10%	0,22 p.p.	0,55%
 NEOENERGIA ELEKTRO	ROB	2.208	2.425	2.713	2.949	2.417	9,47%	5.366	4.631	15,88%	5.366
	PECLD	20	17	27	23	14	(30,00%)	36	43	(16,51%)	26
	Inadimplência	0,91%	0,71%	0,99%	0,77%	0,56%	(0,34 p.p.)	0,68%	0,94%	(0,26 p.p.)	0,48%
 NEOENERGIA BRASÍLIA	ROB	932	1.115	1.246	1.225	1.092	17,17%	2.317	1.837	26,16%	2.317
	PECLD	(54)	(0)	(14)	(1)	2	(103,70%)	1	(22)	(102,33%)	9
	Inadimplência	(5,77%)	(0,00%)	(1,16%)	(0,10%)	0,16%	5,92 p.p.	0,02%	(1,19%)	1,21 p.p.	0,40%

NOTA: PECLD considera o valor provisionado + correção monetária. Dados de Neoenergia Brasília anteriores a 02/03/21 são meramente para efeito comparativo.

No 2T22 foram adotadas diversas ações de cobrança em Neoenergia Coelba, Neoenergia Pernambuco, Neoenergia Cosern e Neoenergia Elektro com intuito de diminuir o índice de inadimplência e, consequentemente, melhorar a arrecadação. Dentre elas, podemos destacar:

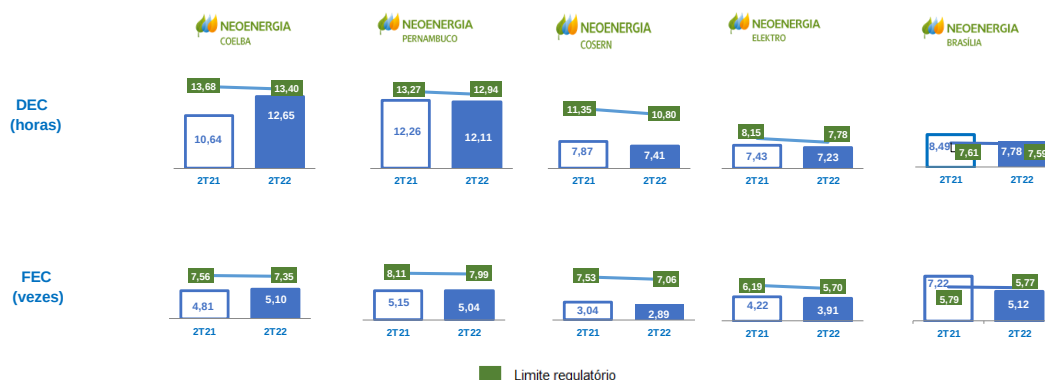
- Realização de 391 mil suspensões de fornecimento por meio de atuação em concentrações georreferenciadas, mapeando a localização dos clientes com maior incidência de inadimplência para otimizar as ações;
- Acompanhamentos de 77 mil instalações de clientes que sofreram a suspensão do fornecimento e não solicitaram a taxa de religação, no intuito de evitar perdas no processo com fraudes ou desligamentos;
- Negativações de 3,16 milhões consumidores;
- Cobrança terceirizadas através das assessorias de cobrança;
- Cobranças telefônicas totalizando 25,4 milhões contatos através de SMS e URA;
- Cobrança por e-mail totalizando 6,34 milhões acionamentos;
- 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 e ainda, para clientes com duas ou mais faturas em aberto, o pagamento por meio do cartão de crédito;
- Negociações para 381 mil consumidores através da plataforma digital.

Vale destacar as ações implementadas na Neoenergia Brasília no trimestre:

- i. Realização de 24 mil suspensões de fornecimento realizado nos clientes comerciais e industriais;
- ii. Acompanhamentos de 10 mil instalações de clientes que sofreram a suspensão do fornecimento e não solicitaram a taxa de religação;
- iii. Negativações de 303 mil consumidores ligados ao SPC, Serasa Experian e Boa Vista;
- iv. Protesto de 7 mil títulos através dos cartórios;
- v. Cobrança terceirizada através das assessorias de cobrança;
- vi. Cobranças 2,1 milhões contatos através de SMS e URA;
- vii. Cobrança por e-mail totalizando 556 mil acionamentos;
- viii. Ações sistemáticas para os Grandes Clientes e negociações com órgãos do Poder Público por meio da parametrização do processo de cobrança;
- ix. Utilização de novas tecnologias com o objetivo de disponibilizar a opção de pagamento das faturas de energia por meio do cartão de débito e ainda, para clientes com duas ou mais faturas em aberto, o pagamento por meio do cartão de crédito;
- x. Negociações para 6 mil consumidores através da plataforma digital.

1.1.1.6. DEC e FEC (12 meses)

A qualidade do fornecimento de energia é verificada principalmente pelos indicadores DEC - Duração Equivalente de Interrupção por Consumidor e FEC - Frequência Equivalente de Interrupção por Consumidor, que aferem as falhas ocorridas na rede de distribuição. Neoenergia Coelba, Neoenergia Pernambuco, Neoenergia Cosern e Neoenergia Elektro estão abaixo do limite regulatório tanto para o DEC quanto para o FEC. Já Neoenergia Brasília enquadrou o FEC desde o 1T22. Vale lembrar que no plano de negócios da aquisição, esse indicador tinha previsão de enquadramento para 2023. A Neoenergia Coelba segue abaixo do limite regulatório mesmo com a pontual piora nos indicadores comparado ao mesmo período do ano anterior em função das fortes chuvas em 2022.



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 2021 foram ajustados para a apuração definitiva.

1.1.2. Transmissoras

1.1.2.1. Ativos de Transmissão em operação

No 2T22, estavam em operação nove ativos de transmissão (Afluentes T, Narandiba, Potiguar Sul, Atibaia, Biguaçu, Sobral, Dourados, Jalapão e Santa Luzia).

Leilão	Lote	Nome	Localização	Extensão (Km)	Subestação	RAP ² (R\$ MM)	Entrada em Operação	Taxa de Disponibilidade da Linha (%)			
								2019	2020	2021	2022
-	-	Afluentes T	BA	489	3 subestações	68	1990	99,88	99,97	99,96	99,99
Leilão Jun/08	E	Narandiba ¹	BA	-	1 subestação	16	Jun/11	99,94	99,97	99,99	99,99
Leilão Jun/11	G	Extremoz II ¹		-	1 subestação	5	Set/14	100,00	100,00	99,99	99,99
Leilão Mai/12	D	Brumado II ¹	RN	-	1 subestação	5	Jul/15	99,94	99,97	99,99	99,99
Leilão Jan/13	G	Potiguar Sul	RN/PB	190	-	32	Nov/16	99,68	99,93	100,00	100,00
Leilão Abr/17	4	Dourados	MS	581	1 subestação	89	Ago/21	-	-	100,00	100,00
	20	Atibaia	SP	-	1 subestação	18	Dez/19	-	99,99	100,00	100,00
	22	Biguaçu	SC	-	1 subestação	18	Jul/20	-	100,00	100,00	100,00
	27	Sobral	CE	-	1 subestação	16	Jan/20	-	100,00	100,00	99,99
Leilão Dez/17	6	Santa Luzia	CE/PB	345	1 subestação	76	Mar/23	-	-	100,00	100,00
	4	Jalapão	BA/TO/PI/MA	728	-	167	Mar/23	-	-	-	100,00

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

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

² RAP homologada (Ciclo 2022-2023).

O limite estabelecido pelo Operador Nacional do Sistema (ONS) estipula como normal a disponibilidade entre 95% e 98%. Este indicador baliza a qualidade do serviço aferida pela ANEEL através da disponibilidade do sistema de transmissão. Nos últimos três anos, as transmissoras do grupo estiveram com disponibilidade acima do limite superior definido pelo ONS.

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

Status dos Projetos de Transmissão				LICENÇAS			RAP (1) R\$ (MM)	CAPEX Aneel R\$ (MM)	Entrada em Operação (Aneel)	Fim da Concessão
				LP	LI	LO				
Leilão Dez/2018	Lote 2	Guanabara	77%	✓	✓	▲	149	1.331	Mar/24	Mar/49
	Lote 3	Itabapoana	68%	✓	✓	▲	88	754	Mar/24	Mar/49
	Lote 1	Vale do Itajaí	39%	✓	■	▲	247	2.792	Mar/24	Mar/49
	Lote 14	Lagoa dos Patos	50%	■	■	●	154	1.215	Mar/24	Mar/49
Leilão Dez/2019	Lote 9	Rio Formoso	83%	✓	✓	▲	22	303	Mar/24	Mar/49
Leilão Dez/2020	Lote 2	Morro do Chapéu	5%	✓	●	▲	192	1.997	Mar/26	Mar/51
Leilão Dez/2021	Lote 4	Estreito	8%	N/A	N/A	N/A	41	661	Mar/26	Mar/52
Leilão Jun/2022	Lote 2	TBD	0%	▲	▲	▲	360	4.938	Set/27	Set/52
	Lote 11	TBD	0%	▲	▲	▲	38	499	Set/26	Set/52

(1) RAP ciclo 2022/2023.

Concluído	✓
Concluído parcialmente	■
Em andamento	●
A Iniciar	▲

LP = Licença Prévia
LI = Licença de Instalação
LO = Licença de Operação

NOTA: Evolução em 30 de junho de 2022.

Segue o status dos projetos em construção dos lotes de transmissão:

Leilão de Dezembro/2018:

- Lote 1 (Vale do Itajaí) – LI's emitidas para todas as subestações e linhas de transmissão. Obras iniciadas, exceto no trecho 1.
- Lote 2 (Guanabara) – LI e ASV emitida para as subestações e linhas de transmissão com obras em andamento.
- Lote 3 (Itabapoana) – LI e ASV emitidas. Obras em andamento.
- Lote 14 (Lagoa dos Patos) – Fase final de comissionamento das duas subestações (SE Marmeleiros-2 e SE Livramento-3). Obtenção da LI para SE Santa Maria 3 e obras iniciadas. Obtenção da LP do trecho 6 (LT Siderópolis 2 – Forquilha). Obras das LT Sta. Maria – Livramento e LT Povo Novo – Guaíba 3 em andamento. Ainda pendente a LP do trecho Capivari do Sul - Siderópolis 2 relativa a 36% da RAP do lote.

Leilão de Dezembro/2019:

- Lote 9 (Rio Formoso) – Obras em andamento. Expectativa de entrada em operação em 2022.

Leilão de Dezembro/2020:

- Lote 2 (Morro do Chapéu) – LPs emitidas para todos os trechos; 100% do Capex já contratado.

Leilão de Dezembro/2021:

- Contrato de concessão assinado em 30/03/22. Deferida solicitação de dispensa de licenciamento pelo órgão ambiental e pendente a anuência do IPHAN.

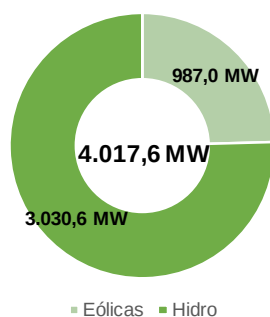
Leilão de Junho/2022:

- No Leilão de Transmissão nº 01/2022, a Neoenergia arrematou os lotes 2 e 11:
 - Lote 2: instalação de 1.707 km de linhas de transmissão, além de implementação de uma nova subestação 500kV, localizados nos estados de Minas Gerais e São Paulo. O lote contará com RAP de R\$ 360 milhões.
 - Lote 11: instalação de 291 km de linhas de transmissão, além de implementação de uma nova subestação 230 kV com transformação 230/138 kV, localizados no estado de Mato Grosso do Sul. O lote contará com RAP de R\$ 38 milhões.

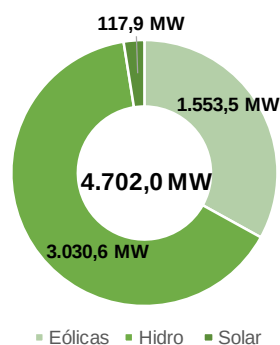
1.2. Renováveis

Os ativos em operação e em construção totalizam 44 parques eólicos, 7 usinas hidrelétricas e 2 parques solares.

Capacidade Instalada Atual



Capacidade Instalada em final de 2022



1.2.1. Parques Eólicos

A Companhia encerrou 2T22 com 32 parques eólicos em operação, com capacidade instalada de 987 MW.

O portfólio de ativos eólicos totalizará 1,6 GW ao final de 2022, dos quais 51% estarão destinados ao Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e 49% ao Ambiente de Contratação Livre (ACL), alinhado com a estratégia de posicionamento na liberalização do mercado de energia brasileiro.

Eólicas em operação	Participação Neoenergia (Direta e Indireta)	Estado	Localidade	Capacidade Instalada (MW)	Energia Assegurada (MW)	Fim da Concessão
EOL Caetitê 1	100%	BA	Caetitê	30,0	13,0	28/10/2042
EOL Caetitê 2	100%	BA	Caetitê	30,0	14,7	06/02/2046
EOL Caetitê 3	100%	BA	Caetitê	30,0	11,2	23/02/2046
EOL Calango 1	100%	RN	Bodó e Santana do Mato	30,0	13,9	27/04/2046
EOL Calango 3	100%	RN	Bodó, Santana do Mato e Lagoa Nova	30,0	13,9	29/05/2046
EOL Rio do Fogo (ENERBRASIL)	100%	RN	Rio do Fogo	49,3	17,9	18/12/2031
EOL Arizona 1	100%	RN	Rio do Fogo	28,0	12,9	03/03/2046
EOL Mel 2	100%	RN	Areia Branca	20,0	8,8	27/02/2046
EOL Calango 6	100%	RN	Bodó e Cerro Corá	30,0	18,5	19/11/2049
EOL Santana 1	100%	RN	Bodó, Lagoa Nova e Cerro Corá	30,0	17,3	13/11/2049
EOL Santana 2	100%	RN	Bodó e Lagoa Nova	24,0	13,1	13/11/2049
EOL Calango 2	100%	RN	Bodó	30,0	12,8	08/05/2046
EOL Calango 4	100%	RN	Bodó	30,0	13,5	18/05/2046
EOL Calango 5	100%	RN	Bodó	30,0	13,7	01/06/2046
EOL Canoas	100%	PB	São José do Sabugi e Junco do Seridó	31,5	17,7	03/08/2050
EOL Lagoa 2	100%	PB	São José do Sabugi e Santa Luzia	31,5	17,5	03/08/2050
EOL Lagoa 1	100%	PB	São José do Sabugi e Santa Luzia	31,5	18,7	03/08/2050
CHAFARIZ 1	100%	PB	Santa Luzia	34,7	18,2	20/06/2053
CHAFARIZ 2	100%	PB	Santa Luzia	34,7	17,4	20/06/2053
CHAFARIZ 3	100%	PB	Santa Luzia	34,7	18,2	20/06/2053
CHAFARIZ 4	100%	PB	Santa Luzia e Areia de Baraúnas	34,7	17,8	04/02/2054
CHAFARIZ 5	100%	PB	Santa Luzia	34,7	16,6	04/02/2054
CHAFARIZ 6	100%	PB	Santa Luzia	31,2	15,2	20/06/2053
CHAFARIZ 7	100%	PB	Santa Luzia	34,7	18,3	20/06/2053
LAGOA 3	100%	PB	São José do Sabugi	34,7	17,2	25/06/2053
LAGOA 4	100%	PB	São José do Sabugi e Santa Luzia	20,8	10,2	25/06/2053
CANOAS 2	100%	PB	São José do Sabugi e Santa Luzia	34,7	16,3	25/06/2053
CANOAS 3	100%	PB	São José do Sabugi e Santa Luzia	34,7	16,8	04/02/2054
CANOAS 4	100%	PB	São José do Sabugi	34,7	16,5	25/06/2053
VENTOS DE ARAPUÁ 1	100%	PB	Areia de Baraúnas	24,3	11,6	04/02/2054
VENTOS DE ARAPUÁ 2	100%	PB	Areia de Baraúnas, São Mamede e Santa Luzia	34,7	17,2	04/02/2054
VENTOS DE ARAPUÁ 3	100%	PB	Areia de Baraúnas e São Mamede	13,9	5,8	04/02/2054

No 2T22 a energia eólica gerada foi de 917 GWh, 123,77% acima do 2T21, enquanto no ano, a geração foi de 1.427 GWh, +76,89% acima do 6M21, devido sobretudo à entrada em operação do Complexo de Chafariz (471 MW) no segundo semestre de 2021. A disponibilidade no trimestre foi acima de 97%, conforme programado.

1.2.1.1. Evolução da construção dos parques eólicos e solares

Avanço Físico	LICENÇAS		
	LP	LI	LO
Complexo Eólico Oitis	✓	✓	■
Complexo Solar Luzia	✓	✓	■

Concluído	✓
Parcialmente Concluída	■
Em andamento	●
A Iniciar	▲

LP = Licença Prévia
LI = Licença de Instalação
LO = Licença de Operação

Todos os parques do Complexo Oitis obtiveram licença de instalação entre novembro e dezembro de 2020, permitindo assim iniciar os procedimentos de mobilização das obras do Complexo. Em fevereiro de 2022, todas as 103 fundações dos aerogeradores foram concluídas e em junho de 2022, entraram em operação, com antecipação de um mês em relação ao plano de negócios. Atualmente, 126MW encontram-se em operação (comercial e em teste). Ao todo, serão 103 turbinas, do modelo GE 158, de capacidade unitária de 5,5 MW, um dos mais modernos e eficientes do mercado global. Já foram emitidas LO's para 10 dos 12 parques do complexo, a previsão é que a entrada em operação do total do complexo se dê no segundo semestre de 2022.

A Neoenergia anunciou em dezembro de 2020 o projeto solar Luzia, na Paraíba, que compreende 149MWp e 118MW de capacidade instalada. Toda a sua energia está destinada ao ACL, sendo que 100% já está vendida até 2026. O projeto tem alta sinergia com o Complexo Chafariz e a LT Santa Luzia. Em 31 de maio de 2022, iniciou-se a geração do parque na forma de operação em teste. Atualmente, 50MWp já encontram-se em operação comercial. O início de entrada em operação está em linha com o plano de negócios e a entrada completa em operação comercial se dará ao longo do segundo semestre de 2022.

1.2.2. Hidrelétricas

A Neoenergia tem participação em 7 usinas hidrelétricas (com participação direta e indireta): Itapebi, Corumbá, Baguari, Dardanelos, Teles Pires, Baixo Iguaçu e Belo Monte.

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	209,1	28/05/1999	15/05/2039
UHE Corumbá III	70%	GO	Rio Corumbá	96,5	49,3	07/11/2001	22/04/2040
UHE Baguari I	51%	MG	Rio Doce	140,0	84,7	15/08/2006	19/03/2046
UHE Dardanelos - Águas da Pedra	51%	MT	Rio Aripuanã	261,0	154,9	03/07/2007	19/11/2048
Teles Pires	51%	MT / PA	Rio Teles Pires	1.819,8	930,7	07/06/2011	28/01/2047
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.

1.3. Liberalizado

1.3.1. Termopernambuco

A Termopernambuco é uma térmica inserida no PPT (Programa Prioritário de Térmicas). Possui PPAs com Neoenergia Coelba (65MW) e Neoenergia Pernambuco (390MW) com duração até 2024, que garantem a receita da usina. Tem capacidade instalada de 533 MW e energia assegurada de 504 MW. Vale lembrar que a Termopernambuco, sagrou-se vencedora do Leilão de Reserva de Capacidade em dezembro de 2021, onde foi vendida toda sua capacidade disponível, de 498 MW, ao preço da potência R\$ 487.412,70 MW/ano, com início de fornecimento em 1º de julho de 2026, assegurando a receita fixa de potência de R\$ 207 milhões por ano. O contrato tem vigência de 15 anos.

No 2T22 e 6M22, a Termopernambuco não teve geração de energia, em razão do não fornecimento de gás, cujo efeito no resultado da Termopernambuco é compensado pela compra de energia a PLD inferior ao custo variável unitário, para suprir seus contratos de venda.

2. DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO

2.1. Consolidado

DRE CONSOLIDADO (R\$ MM)	2T22	2T21	Variação		6M22	6M21	Variação	
			R\$	%			R\$	%
Receita Operacional Líquida ⁽¹⁾	9.642	9.529	113	1%	19.524	18.112	1.412	8%
Custos Com Energia ⁽²⁾	(6.002)	(6.657)	655	(10%)	(12.236)	(12.375)	139	(1%)
Margem Bruta s/VNR	3.640	2.872	768	27%	7.288	5.737	1.551	27%
Ativo Financeiro da Concessão (VNR)	676	338	338	100%	1.208	661	547	83%
MARGEM BRUTA	4.316	3.210	1.106	34%	8.496	6.398	2.098	33%
Despesa Operacional	(965)	(869)	(96)	11%	(1.854)	(1.670)	(184)	11%
PECLD	(128)	(33)	(95)	288%	(258)	(146)	(112)	77%
(+) Equivalência Patrimonial	3	(8)	11	(138%)	11	2	9	450%
EBITDA	3.226	2.300	926	40%	6.395	4.584	1.811	40%
Depreciação	(537)	(514)	(23)	4%	(1.064)	(947)	(117)	12%
Resultado Financeiro	(1.156)	(426)	(730)	171%	(2.073)	(808)	(1.265)	157%
IR/CS	(440)	(315)	(125)	40%	(927)	(745)	(182)	24%
Minoritário	(18)	(43)	25	(58%)	(44)	(75)	31	(41%)
LUCRO LÍQUIDO	1.075	1.002	73	7%	2.287	2.009	278	14%

⁽¹⁾ Considera Receita de Construção

⁽²⁾ Considera Custos de Construção

Conforme expresso na Orientação Técnica CPC 08, o reconhecimento e mensuração das variações entre os custos não gerenciáveis efetivamente ocorridos em relação às tarifas homologadas são classificados sempre na linha de Receita Operacional como Valores a Receber/Devolver de Parcela A e Outros Itens Financeiros. Considerando que grande parte da Parcela A é registrada como custo de energia, a análise isolada de variações de receita e custo pode levar a distorções na interpretação do resultado do período. Desta forma, a Companhia acredita ser mais adequado explicar as variações do resultado a partir da Margem Bruta.

A Neoenergia encerrou o 2T22 com Margem Bruta de R\$ 4.316 milhões, +34% vs. 2T21, impulsionada pelos efeitos (i) dos Reajustes Tarifários de 2022 de Neoenergia Coelba, Neoenergia Pernambuco e Neoenergia Cosern vigentes a partir do final de abril/22 (variação da parcela B: +14,14%, +14,82% e +14,75% respectivamente); (ii) do Reajuste Tarifário de 2021 da Neoenergia Elektro com variação da parcela B de +32,49%, (iii) Revisão Tarifária da Neoenergia Brasília em outubro de 2021; (iv) pelo maior VNR (+ R\$ 338 milhões vs. 2T21); (v) melhor resultado em transmissão; (vi) melhor resultado nos negócios Eólicos devido à entrada em operação do Complexo Eólico Chafariz e (vii) maior margem em Termopernambuco.

No semestre, a Margem Bruta foi de R\$ 8.496 milhões (+33% vs. 6M21), explicado pelos efeitos (i) dos Reajustes Tarifários de 2022 de Neoenergia Coelba, Neoenergia Pernambuco e Neoenergia Cosern vigentes a partir do final de abril/22 (variação da parcela B: +14,14%, +14,82% e +14,75% respectivamente), (ii) dos Reajustes Tarifários de 2021 de Neoenergia Coelba, Neoenergia Cosern e Neoenergia Elektro (variação da parcela B: +29,90%, +30,63% e +32,49% respectivamente); (iii) das Revisões Tarifárias de 2021 de Neoenergia Pernambuco (+8,99%) e Neoenergia Brasília (+11,10%); (iv) pelo maior VNR (+ R\$ 547 milhões vs. 6M21); (v) melhor resultado nos negócios Eólicos devido à entrada em operação do Complexo Eólico Chafariz e (vi) maior margem em Termopernambuco.

As despesas operacionais somaram R\$ 965 milhões no 2T22, +11% vs. 2T21, abaixo do IPCA 12 meses que foi de 12%. Desconsiderando os valores da Neoenergia Brasília em janeiro e fevereiro de 2022, as despesas somaram R\$ 1.806 milhões no 6M22 (+8% vs. 6M21), absorvendo a inflação, o maior número de clientes, maior headcount e novos negócios (entrada em operação dos projetos de transmissão – quatro e quinto trechos de Dourados, Santa Luzia, Jalapão e do Complexo Eólico de Chafariz).

A PECLD foi de R\$ 128 milhões no trimestre, +R\$ 95 milhões vs. 2T21. Desconsiderando os R\$ 62 milhões positivos da Neoenergia Distribuição Brasília no 2T21, a variação seria de R\$ 33 milhões. No 6M22, a PECLD foi de R\$ 258 milhões, maior em R\$ 50 milhões vs. 6M21 já desconsiderando o efeito não recorrente de Brasília. O aumento no trimestre e acumulado é explicado pelo maior faturamento bruto.

A equivalência patrimonial no 2T22 foi de +R\$ 3 milhões vs. -R\$ 8 milhões no 2T21 e no 6M22 foi de +R\$ 11 milhões vs. +R\$ 2 milhões no 6M21.

Como resultado dos efeitos apresentados, o EBITDA foi de R\$ 3.226 milhões no 2T22 (+40% vs. 2T21) e de R\$ 6.395 milhões no 6M22 (+40% vs. 6M21), em razão dos Reajustes e Revisões Tarifárias de 2021 e 2022, maior VNR, manutenção da eficiência e disciplina de custos, maior margem em Termopernambuco, bem como a entrada em operação do Complexo Eólico Chafariz, que agregou ao EBITDA R\$99 milhões no 2º trimestre e R\$ 172 milhões no semestre.

O Resultado Financeiro foi de -R\$ 1.156 milhões no trimestre, pior em R\$ 730 milhões vs. 2T21. Já no 6M22 foi de -R\$ 2.073 milhões, pior em R\$ 1.265 milhões vs. 6M21. Esse aumento é explicado, principalmente, pela maior despesa com encargos de dívida, maior CDI, além do aumento do saldo médio da dívida devido às captações direcionadas para Capex de novos projetos de transmissão, eólico e solar, além das Distribuidoras.

O lucro líquido encerrou o trimestre em R\$ 1.075 milhões (+7% vs. 2T21) e o semestre em R\$ 2.287 milhões (+14% vs. 6M21).

2.2. Redes

O resultado do segmento de Redes contempla o desempenho tanto das distribuidoras como dos ativos de transmissão.

DRE REDES (R\$ MM)	2T22	2T21	Variação		6M22	6M21	Variação	
			R\$	%			R\$	%
Receita Líquida	9.298	9.282	16	0%	18.839	17.570	1.269	7%
Custos Com Energia	(6.268)	(6.783)	515	(8%)	(12.735)	(12.628)	(107)	1%
Margem Bruta s/ VNR	3.030	2.499	531	21%	6.104	4.942	1.162	24%
Ativo Financeiro da Concessão (VNR)	676	338	338	100%	1.208	661	547	83%
Margem Bruta	3.706	2.837	869	31%	7.312	5.603	1.709	31%
Despesa Operacional	(799)	(720)	(79)	11%	(1.558)	(1.372)	(186)	14%
PECLD	(125)	(33)	(92)	279%	(255)	(146)	(109)	75%
EBITDA	2.782	2.084	698	33%	5.499	4.085	1.414	35%
Depreciação	(402)	(407)	5	(1%)	(786)	(732)	(54)	7%
Resultado Financeiro	(878)	(327)	(551)	169%	(1.564)	(641)	(923)	144%
IR CS	(384)	(289)	(95)	33%	(803)	(670)	(133)	20%
LUCRO LÍQUIDO	1.118	1.061	57	5%	2.346	2.042	304	15%

O segmento de Redes encerrou o 2T22 com Margem Bruta de R\$ 3.706 milhões, +31% vs. 2T21, impulsionada pelos efeitos (i) dos Reajustes Tarifários de 2022 de Neoenergia Coelba, Neoenergia Pernambuco e Neoenergia Cosern vigentes a partir do final de abril/22 (variação da parcela B: +14,14%, +14,82% e +14,75% respectivamente); (ii) do Reajuste Tarifário de 2021 da Neoenergia Elektro com variação da parcela B de +32,49%, (iii) Revisão Tarifária da Neoenergia Brasília em outubro de 2021; (iv) pelo maior VNR (+ R\$ 338 milhões vs. 2T21) e (v) melhor resultado em transmissão.

No semestre, a Margem Bruta foi de R\$ 7.312 milhões (+31% vs. 6M21), explicado pelos efeitos (i) dos Reajustes Tarifários de 2022 de Neoenergia Coelba, Neoenergia Pernambuco e Neoenergia Cosern vigentes a partir do final de abril/22 (variação da parcela B: +14,14%, +14,82% e +14,75% respectivamente), (ii) dos Reajustes Tarifários de 2021 de Neoenergia Coelba, Neoenergia Cosern e Neoenergia Elektro (variação da parcela B: +29,90%, +30,63% e +32,49% respectivamente); (iii) das Revisões Tarifárias de 2021 de Neoenergia Pernambuco (+8,99%) e Neoenergia Brasília (+11,10%) e (iv) pelo maior VNR (+ R\$ 547 milhões vs. 6M21).

As despesas operacionais somaram R\$ 799 milhões no 2T22, +11% vs. 2T21, abaixo do IPCA 12 meses que foi de 12%. No acumulado, desconsiderando os valores da Neoenergia Brasília em janeiro e fevereiro de 2022, as despesas somaram R\$ 1.510 milhões (+10% vs. 6M21), absorvendo a inflação, o maior número de clientes, maior headcount e novos negócios (entrada em operação dos projetos de transmissão de Santa Luzia, Jalapão, além do quatro e quinto trechos de Dourados).

A PECLD foi de R\$ 125 milhões no trimestre, +R\$ 92 milhões vs. 2T21. Desconsiderando os R\$ 62 milhões positivos da Neoenergia Distribuição Brasília no 2T21, a variação seria de R\$ 30 milhões. No 6M22, a PECLD foi de R\$ 255 milhões, maior em R\$ 47 milhões vs. 6M21, já desconsiderando o efeito não recorrente de Brasília. O aumento no trimestre e acumulado é explicado pelo maior faturamento bruto.

Como resultado dos efeitos apresentados, o EBITDA foi de R\$ 2.782 milhões no 2T22 (+33% vs. 2T21) e de R\$ 5.499 milhões no 6M22 (+35% vs. 6M21), em razão dos Reajustes Tarifários de 2022 e 2021 e Revisões de 2021, maior VNR e da disciplina de custos.

DRE TRANSMISSÃO (R\$ MM)	2T22	2T21	Variação		6M22	6M21	Variação	
			R\$	%			R\$	%
Receita Líquida	973	816	157	19%	1.659	1.617	42	3%
Custos de Construção	(549)	(505)	(44)	9%	(904)	(861)	(43)	5%
Margem Bruta	424	311	113	36%	755	756	(1)	(0%)
Despesa Operacional	(48)	(16)	(32)	200%	(74)	(29)	(45)	155%
Contencioso	-	-	-	-	-	(1)	1	(100%)
EBITDA	376	295	81	27%	681	726	(45)	(6%)
Resultado Financeiro	(136)	(55)	(81)	147%	(233)	(153)	(80)	52%
IR CS	(62)	(78)	16	(21%)	(124)	(186)	62	(33%)
LUCRO LÍQUIDO	178	162	16	10%	324	387	(63)	(16%)
IFRS15	298	260	38	15%	507	661	(154)	(23%)

As transmissoras apresentaram Margem Bruta de R\$ 424 milhões no trimestre (+36% vs. 2T21), em função de maior receita de atualização financeira de transmissão devido ao maior saldo de ativo contratual, e de R\$ 755 milhões no 6M22, em linha com o 6M21.

As despesas operacionais somaram R\$ 48 milhões no 2T22, R\$ 32 milhões acima do valor do mesmo período do ano anterior, sendo R\$12 milhões, gasto pontual, relativo a estudos para o leilão de junho de 2022, por maior custo com pessoal em decorrência da entrada em operação dos lotes do leilão de dezembro de 2017 e finalização das entregas dos lotes de abril de 2017 (Dourados). No acumulado, as despesas somaram R\$ 74 milhões (+R\$ 45 milhões vs. 6M21), pelos mesmos motivos do trimestre.

O EBITDA de transmissão encerrou o trimestre em R\$ 376 milhões (+27% vs. 2T21) e o semestre em R\$ 681 milhões (-6% vs. 6M21). Já o EBITDA Caixa do trimestre foi de R\$ 78 milhões (+123% vs. 2T21) e do semestre de R\$ 174 milhões (+168% vs. 6M21), fruto das entregas dos lotes de abril e dezembro de 2017.

A aplicação do IFRS15 teve um impacto de R\$ 298 milhões no EBITDA do trimestre (+R\$ 38 milhões vs. 2T21) e no acumulado de R\$ 507 milhões (-R\$ 154 milhões vs. 6M21), em razão da menor realização de capex.

Já o Lucro Líquido foi de R\$ 178 milhões no 2T22 (+R\$ 16 milhões vs. 2T21) e de R\$ 324 milhões no 6M22 (-R\$ 63 milhões vs. 6M21).

2.2.1. NEOENERGIA COELBA

DRE (R\$ MM)	2T22	2T21	Variação		6M22	6M21	Variação	
			R\$	%			R\$	%
Receita Líquida	3.191	3.179	12	0%	6.548	6.114	434	7%
Custos Com Energia	(1.996)	(2.136)	140	(7%)	(4.150)	(4.205)	55	(1%)
Margem Bruta s/ VNR	1.195	1.043	152	15%	2.398	1.909	489	26%
Ativo Financeiro da Concessão (VNR)	314	120	194	162%	585	284	301	106%
Margem Bruta	1.509	1.163	346	30%	2.983	2.193	790	36%
Despesa Operacional	(329)	(307)	(22)	7%	(634)	(591)	(43)	7%
PECLD	(47)	(38)	(9)	24%	(104)	(79)	(25)	32%
EBITDA	1.133	818	315	39%	2.245	1.523	722	47%
Depreciação	(183)	(167)	(16)	10%	(356)	(318)	(38)	12%
Resultado Financeiro	(347)	(162)	(185)	114%	(632)	(275)	(357)	130%
IR CS	(136)	(69)	(67)	97%	(272)	(173)	(99)	57%
LUCRO LÍQUIDO	467	420	47	11%	985	757	228	30%

A Neoenergia Coelba encerrou 2T22 com Margem Bruta de R\$ 1.509 milhões (+30% vs. 2T21) impulsionada pela variação da parcela B de +14,14% em abril/22, pelo maior VNR, dado maior IPCA no período. No acumulado, a Margem Bruta ficou 36% maior em relação ao 6M21, em razão da variação da parcela B +14,14% em abril/22 e de +29,9% em abril/21, além de maior VNR e aumento da base de clientes.

As despesas operacionais foram de R\$ 329 milhões no 2T22 (+7% vs. 2T21) e de R\$ 634 milhões no 6M22 (+7% vs. 6M21), absorvendo a inflação do período, de 12%, o crescimento de clientes e a primarização das atividades operacionais.

No trimestre, a PECLD foi de R\$ 47 milhões, +R\$ 9 milhões vs. 2T21 e no acumulado foi de R\$ 104 milhões, +R\$25 milhões, refletindo maior faturamento bruto.

Como resultado das variações citadas acima, o EBITDA no 2T22 foi de R\$ 1.133 milhões, incremento de 39% vs. 2T21. No acumulado, o EBITDA foi de R\$ 2.245 milhões, +47% vs. 6M21.

Já o Lucro Líquido foi de R\$ 467 milhões no 2T22 (+11% vs. 2T21) e de R\$ 985 milhões no 6M22 (+30% vs. 6M21).

2.2.2. NEOENERGIA PERNAMBUCO

DRE (R\$ MM)	2T22	2T21	Variação		6M22	6M21	Variação	
			R\$	%			R\$	%
Receita Líquida	1.798	1.911	(113)	(6%)	3.668	3.684	(16)	(0%)
Custos Com Energia	(1.349)	(1.485)	136	(9%)	(2.729)	(2.836)	107	(4%)
Margem Bruta s/ VNR	449	426	23	5%	939	848	91	11%
Ativo Financeiro da Concessão (VNR)	95	142	(47)	(33%)	198	204	(6)	(3%)
Margem Bruta	544	568	(24)	(4%)	1.137	1.052	85	8%
Despesa Operacional	(174)	(157)	(17)	11%	(345)	(315)	(30)	10%
PECLD	(41)	(32)	(9)	28%	(98)	(75)	(23)	31%
EBITDA	329	379	(50)	(13%)	694	662	32	5%
Depreciação	(87)	(89)	2	(2%)	(173)	(165)	(8)	5%
Resultado Financeiro	(211)	(77)	(134)	174%	(368)	(150)	(218)	145%
IR CS	(17)	(56)	39	(70%)	(56)	(90)	34	(38%)
LUCRO LÍQUIDO	14	157	(143)	(91%)	97	257	(160)	(62%)

A Neoenergia Pernambuco encerrou o 2T22 com Margem Bruta de R\$ 544 milhões (-4% vs. 2T21), pois apesar da variação da parcela B de +14,82% em abril/22, que fez a Margem Bruta sem VNR crescer, o ajuste pontual no VNR do 2T21 por conta da revisão tarifária de R\$114 milhões mitiga o impacto. Já no acumulado, a Margem Bruta ficou em R\$1.137 milhões (+8% vs. 6M21), impulsionada pela variação da parcela B de +14,82% em abril/22 e pela revisão tarifária de abril de 2021.

As despesas operacionais contabilizaram R\$ 174 milhões no 2T22 (+11% vs. 2T21) e R\$ 345 milhões no 6M22 (+10% vs. 6M21), absorvendo a inflação do período, de 12%, o crescimento de clientes e o maior headcount, confirmando a disciplina de custos.

No trimestre, a PECLD totalizou R\$ 41 milhões, R\$ 9 milhões acima do 2T21, e no acumulado registrou R\$ 98 milhões, R\$ 23 milhões acima do 6M21, em virtude do maior faturamento bruto. Vale destacar a redução no indicador de inadimplência (PECLD/ROB) no 2T22 para 2,13% quando comparado ao 1T22, de 2,26%.

Como resultado das variações citadas acima, o EBITDA no trimestre foi de R\$ 329 milhões, - 13% vs. 2T21. Já no acumulado, o EBITDA encerrou em R\$ 694 milhões, + 5% vs. 6M21.

O Lucro Líquido foi de R\$ 14 milhões no 2T22 (-R\$ 143 milhões vs. 2T21) e de R\$ 97 milhões no 6M22 (-R\$ 160 milhões vs. 6M21).

2.2.3. NEOENERGIA COSERN

DRE (R\$ MM)	2T22	2T21	Variação		6M22	6M21	Variação	
			R\$	%			R\$	%
Receita Líquida	812	811	1	0%	1.618	1.520	98	6%
Custos Com Energia	(538)	(580)	42	(7%)	(1.096)	(1.090)	(6)	1%
Margem Bruta s/ VNR	274	231	43	19%	522	430	92	21%
Ativo Financeiro da Concessão (VNR)	49	26	23	88%	103	59	44	75%
Margem Bruta	323	257	66	26%	625	489	136	28%
Despesa Operacional	(63)	(59)	(4)	7%	(122)	(115)	(7)	6%
PECLD	(8)	(3)	(5)	167%	(6)	(2)	(4)	200%
EBITDA	252	195	57	29%	497	372	125	34%
Depreciação	(37)	(32)	(5)	16%	(70)	(60)	(10)	17%
Resultado Financeiro	(47)	(7)	(40)	571%	(82)	(13)	(69)	531%
IR CS	(34)	(20)	(14)	70%	(69)	(51)	(18)	35%
LUCRO LÍQUIDO	134	136	(2)	(1%)	276	248	28	11%

A Neoenergia Cosern encerrou o 2T22 com Margem Bruta de R\$ 323 milhões (+26% vs. 2T21), impulsionada pela variação da parcela B de +14,75% em abril/22 e pelo maior VNR (+R\$ 23 milhões vs. 2T21), dado o maior IPCA no período. No acumulado, a Margem Bruta foi de R\$ 625 milhões (+28% vs. 6M21), em razão da variação da parcela B de +14,75% em abril/22 e de +30,63% em abril/21, além de maior VNR e do aumento da base de clientes.

As despesas operacionais contabilizaram R\$ 63 milhões no 2T22 (+7% vs. 2T21) e R\$ 122 milhões no 6M22 (+6% vs. 6M21), absorvendo a inflação do período, de 12%, crescimento da base de clientes e o maior headcount, confirmando a disciplina de custos.

No 2T22, a PECLD totalizou R\$ 8 milhões, +R\$ 5 milhões vs. 2T21, e no 6M22 foi de R\$ 6 milhões, +R\$ 4 milhões frente ao mesmo período de 2021, em virtude do maior faturamento no acumulado do ano.

Como resultado das variações citadas acima, o EBITDA no trimestre foi de R\$ 252 milhões (+29% vs. 2T21) e no semestre foi de R\$ 497 milhões (+34% vs. 6M21).

O Lucro Líquido foi de R\$ 134 milhões no 2T22, em linha com o 2T21, e de R\$ 276 milhões no 6M22, 11% acima do reportado no 6M21.

2.2.4. NEOENERGIA ELEKTRO

DRE (R\$ MM)	2T22	2T21	Variação		6M22	6M21	Variação	
			R\$	%			R\$	%
Receita Líquida	1.761	1.760	1	0%	3.793	3.597	196	5%
Custos Com Energia	(1.198)	(1.351)	153	(11%)	(2.562)	(2.705)	143	(5%)
Margem Bruta s/ VNR	563	409	154	38%	1.231	892	339	38%
Ativo Financeiro da Concessão (VNR)	215	44	171	389%	314	106	208	196%
Margem Bruta	778	453	325	72%	1.545	998	547	55%
Despesa Operacional	(138)	(120)	(18)	15%	(270)	(243)	(27)	11%
PECLD	(15)	(19)	4	(21%)	(38)	(44)	6	(14%)
EBITDA	625	314	311	99%	1.237	711	526	74%
Depreciação	(74)	(86)	12	(14%)	(145)	(150)	5	(3%)
Resultado Financeiro	(108)	(39)	(69)	177%	(200)	(63)	(137)	217%
IR CS	(133)	(43)	(90)	209%	(268)	(147)	(121)	82%
LUCRO LÍQUIDO	310	146	164	112%	624	351	273	78%

A Neoenergia Elektro encerrou o 2T22 com Margem Bruta de R\$ 778 milhões (+72% vs. 2T21) impulsionada pela variação da parcela B de +32,49% em agosto/21 e pelo maior VNR, dado o maior IPCA (variação de +1,10 p.p. no 2T22 vs. 2T21). No acumulado, a Margem Bruta foi de R\$ 1.545 milhões (+55% vs. 6M21), pelos mesmos motivos supracitados.

As despesas operacionais contabilizaram R\$ 138 milhões no 2T22 (+15% vs. 2T21). Já no acumulado foi de R\$ 270 milhões, +11% vs. 6M21, operando abaixo da inflação do período (12%), absorvendo a inflação, com crescimento de clientes e primarização de atividades.

No trimestre, a PECLD totalizou R\$ 15 milhões, -R\$ 4 milhões vs. o 2T21 e no semestre contabilizou R\$38 milhões, -R\$ 6 milhões vs. 6M21, fruto das ações de cobrança e das renegociações de dívidas. Vale destacar a redução no indicador de inadimplência (PECLD/ROB) no 2T22 para 0,56% (vs. 0,91% no 2T21) e no 6M22 para 0,68% (vs. 0,94% no 6M21).

Como resultado das variações citadas acima, o EBITDA no trimestre foi de R\$ 625 milhões, incremento de 99% vs. 2T21. No semestre, o EBITDA foi de R\$ 1.237 milhões, +74% vs. 6M21.

O Lucro Líquido foi de R\$ 310 milhões no 2T22 (+112% vs. 2T21) e de R\$ 624 milhões no 6M22 (+78% vs. 6M21).

2.2.5. NEOENERGIA BRASÍLIA

DRE (R\$ MM)	2T22	2T21	Variação		6M22	6M21	Variação	
			R\$	%			R\$	%
Receita Líquida	773	830	(57)	(7%)	1.566	1.070	496	46%
Custos Com Energia	(637)	(726)	89	(12%)	(1.294)	(931)	(363)	39%
Margem Bruta s/ VNR	136	104	32	31%	272	139	133	96%
Ativo Financeiro da Concessão (VNR)	4	5	(1)	(20%)	9	8	1	13%
Margem Bruta	140	109	31	28%	281	147	134	91%
Despesa Operacional	(60)	(81)	21	(26%)	(125)	(106)	(19)	18%
PECLD	(13)	59	(72)	NA	(8)	55	(63)	NA
EBITDA	67	88	(21)	(24%)	148	96	52	54%
Depreciação	(14)	(12)	(2)	17%	(29)	(16)	(13)	81%
Resultado Financeiro	(30)	13	(43)	NA	(50)	13	(63)	NA
IR CS	(8)	(30)	22	(73%)	(25)	(32)	7	(22%)
LUCRO LÍQUIDO	15	59	(44)	(75%)	44	61	(17)	(28%)

A Neoenergia Brasília foi incorporada ao Grupo em 02 de março de 2021 e a partir desta data os resultados foram 100% consolidados.

A Neoenergia Brasília encerrou o 2T22 com Margem Bruta de R\$ 140 milhões (+28% vs. 2T21) e o 6M22 foi de R\$ 281 milhões (+91% vs. 6M21), explicado, principalmente, pelo aumento médio de 11,1% da revisão tarifária de outubro/21 e pelo incremento da base de clientes (+3,0%).

As despesas operacionais contabilizaram R\$ 60 milhões no trimestre, -26% vs. 2T21. Já no acumulado, desconsiderando os valores da Neoenergia Brasília em janeiro e fevereiro de 2022, as despesas somaram R\$ 77 milhões no 6M22 (-27% vs. 6M21), reflexo do turnaround realizado que proporcionou ganhos de eficiência por fazer parte do Grupo Neoenergia.

No trimestre, a PECLD foi de R\$ 13 milhões, R\$ 72 milhões pior que o 2T21, explicada pela reversão de R\$ 62 milhões no 2T21 em função da adequação da metodologia já praticada pelo grupo Neoenergia. Vale destacar que anteriormente, a CEB-D tinha uma política de provisionar uma elevada parcela do saldo devedor não pago, haja vista que ficou praticamente um ano sem ações de cobrança, a adequação à metodologia da Neoenergia permitiu os atuais patamares de PECLD. Desconsiderando este não recorrente, a variação seria de R\$10 milhões. Desta forma, no acumulado a PECLD fechou em R\$ 8 milhões, e linha com o 6M21.

O EBITDA no trimestre foi de R\$ 67 milhões (-24% vs. 2T21) e no semestre de R\$ 148 milhões, +54% vs. 6M21. Desconsiderando os efeitos não recorrentes na PECLD, o EBITDA cresce 157% no 2T22 vs. 2T21 e 335% no 6M22 vs. 6M21.

O Lucro Líquido no 2T22 foi de R\$ 15 milhões (-75% vs 2T21) e de R\$ 44 milhões no 6M22 (-28% vs. 6M21).

2.3. Renováveis

O resultado do segmento Renováveis contempla o desempenho dos parques eólicos e usinas hidrelétricas do Grupo Neoenergia.

DRE RENOVÁVEIS (R\$ MM)	2T22	2T21	Variação		6M22	6M21	Variação	
			R\$	%			R\$	%
Receita Líquida	376	229	147	64%	782	472	310	66%
Custos Com Energia	(55)	(28)	(27)	96%	(174)	(21)	(153)	729%
MARGEM BRUTA	321	201	120	60%	608	451	157	35%
Despesa Operacional	(63)	(53)	(10)	19%	(123)	(99)	(24)	24%
(+) Equivalência Patrimonial	3	(8)	11	NA	11	2	9	450%
EBITDA	261	140	121	86%	496	354	142	40%
Depreciação	(62)	(50)	(12)	24%	(134)	(96)	(38)	40%
Resultado Financeiro	(87)	(39)	(48)	123%	(159)	(77)	(82)	106%
IR/CS	(24)	(10)	(14)	140%	(52)	(39)	(13)	33%
LUCRO LÍQUIDO	88	41	47	115%	151	142	9	6%

DRE HIDROS (R\$ MM)	2T22	2T21	Variação		6M22	6M21	Variação	
			R\$	%			R\$	%
Receita Líquida	143	133	10	8%	310	277	33	12%
Custos Com Energia	(23)	(19)	(4)	21%	(43)	(1)	(42)	4200%
MARGEM BRUTA	120	114	6	5%	267	276	(9)	(3%)
Despesa Operacional	(29)	(23)	(6)	26%	(55)	(43)	(12)	28%
(+) Equivalência Patrimonial	3	(8)	11	NA	11	2	9	450%
EBITDA	94	83	11	13%	223	235	(12)	(5%)
Depreciação	(21)	(22)	1	(5%)	(45)	(41)	(4)	10%
Resultado Financeiro	(15)	(19)	4	(21%)	(33)	(37)	4	(11%)
IR/CS	(8)	(10)	2	(20%)	(24)	(39)	15	(38%)
LUCRO LÍQUIDO	50	32	18	56%	121	118	3	3%

DRE ÉOLICAS (R\$ MM)	2T22	2T21	Variação		6M22	6M21	Variação	
			R\$	%			R\$	%
Receita Líquida	233	96	137	143%	472	195	277	142%
Custos Com Energia	(32)	(9)	(23)	256%	(131)	(20)	(111)	555%
MARGEM BRUTA	201	87	114	131%	341	175	166	95%
Despesa Operacional	(34)	(30)	(4)	13%	(68)	(56)	(12)	21%
EBITDA	167	57	110	193%	273	119	154	129%
Depreciação	(41)	(28)	(13)	46%	(89)	(55)	(34)	62%
Resultado Financeiro	(72)	(20)	(52)	260%	(126)	(40)	(86)	215%
IR/CS	(16)	-	(16)	-	(28)	-	(28)	-
LUCRO LÍQUIDO	38	9	29	322%	30	24	6	25%

O segmento Renováveis encerrou o 2T22 com margem bruta de R\$ 321 milhões (+R\$ 120 milhões vs. 2T21) impactada, majoritariamente, pelas eólicas (+R\$ 114 milhões vs. 2T21) em função do aumento da geração no período (+124% vs. 2T21), com destaque para entrada em operação de Chafariz no 4T21 e que agregou no 2T22, 464 GWh. A margem das hidros foi de R\$ 120 milhões (+ 5% vs. 2T21), explicada pelos reajustes dos contratos.

No semestre, a margem bruta do segmento foi de R\$ 608 milhões (+ R\$ 157 milhões vs. 6M21), impactada em +R\$ 166 milhões pelas eólicas, em função da entrada em operação de Chafariz. A margem das hidros foi de R\$ 267 milhões, R\$ 9 milhões abaixo do 6M21. Expurgando o efeito não recorrente da repactuação do GSF de Itapebi (receita de +R\$37 milhões) no 1T22, a margem seria de R\$ 28 milhões superior.

As despesas operacionais encerraram o 2T22 em R\$ 63 milhões (+R\$ 10 milhões vs. 2T21), principalmente, em função da entrada em operação dos parques do Complexo Chafariz e dos reajustes de folha de pagamento, além dos contratos de O&M. No semestre, as despesas foram de R\$ 123 milhões, +R\$ 24 milhões vs. 6M21, pelos mesmos motivos supracitados.

A equivalência patrimonial foi de +R\$ 3 milhões no 2T22 (+R\$ 11 milhões vs. 2T21) e de +R\$ 11 milhões no 6M22 (+R\$ 9 milhões vs. 6M21).

Por esses efeitos, o EBITDA do segmento Renováveis foi de R\$ 261 milhões no trimestre (+R\$ 121 milhões vs. 2T21) e de R\$ 496 milhões no semestre (+R\$ 142 milhões vs. 6M21), pela boa performance das eólicas, valendo ressaltar a contribuição advinda da entrada em operação do Complexo Eólico de Chafariz (R\$99 milhões no 2T22 e R\$ 172 milhões no 6M22).

O lucro registrado no 2T22 foi de R\$ 88 milhões (+R\$ 47 milhões vs. 2T21) e no 6M22 foi de R\$ 151 milhões (+R\$ 9 milhões vs. 6M21).

2.4. Liberalizado

DRE LIBERALIZADO (R\$ MM)	2T22	2T21	Variação		6M22	6M21	Variação	
			R\$	%			R\$	%
Receita Líquida	842	657	185	28%	1.612	1.222	390	32%
Custos Com Energia	(543)	(493)	(50)	10%	(1.015)	(883)	(132)	15%
Margem Bruta	299	164	135	82%	597	339	258	76%
Despesa Operacional	(42)	(40)	(2)	5%	(75)	(91)	16	(18%)
PECLD	(3)	-	(3)	-	(3)	-	(3)	-
EBITDA	254	124	130	105%	519	248	271	109%
Depreciação	(18)	(17)	(1)	6%	(34)	(32)	(2)	6%
Resultado Financeiro	(22)	(8)	(14)	175%	(60)	(25)	(35)	140%
IR CS	(32)	(12)	(20)	167%	(68)	(29)	(39)	134%
LUCRO LÍQUIDO	182	87	95	109%	357	162	195	120%

DRE TERMOPERNAMBUCO (R\$ MM)	2T22	2T21	Variação		6M22	6M21	Variação	
			R\$	%			R\$	%
Receita Líquida	407	352	55	16%	762	652	110	17%
Custos Com Energia	(131)	(184)	53	(29%)	(202)	(326)	124	(38%)
Margem Bruta	276	168	108	64%	560	326	234	72%
Despesa Operacional	(29)	(33)	4	(12%)	(49)	(73)	24	(33%)
EBITDA	247	135	112	83%	511	253	258	102%
Depreciação	(18)	(15)	(3)	20%	(33)	(31)	(2)	6%
Resultado Financeiro	(22)	(6)	(16)	267%	(60)	(21)	(39)	186%
IR CS	(30)	(17)	(13)	76%	(65)	(32)	(33)	103%
LUCRO LÍQUIDO	177	97	80	82%	353	169	184	109%

DRE COMERCIALIZAÇÃO (R\$ MM)	2T22	2T21	Variação		6M22	6M21	Variação	
			R\$	%			R\$	%
Receita Líquida	433	297	136	46%	843	563	280	50%
Custos Com Energia	(410)	(301)	(109)	36%	(806)	(549)	(257)	47%
Margem Bruta	23	(4)	27	NA	37	14	23	164%
Despesa Operacional	(14)	(7)	(7)	100%	(27)	(19)	(8)	42%
PECLD	(3)	-	(3)	-	(3)	-	(3)	-
EBITDA	6	(11)	17	NA	7	(5)	12	NA
Depreciação	(1)	(1)	-	-	(1)	(1)	-	-
Resultado Financeiro	-	(2)	2	(100%)	-	(5)	5	(100%)
IR CS	(2)	5	(7)	NA	(3)	4	(7)	NA
LUCRO LÍQUIDO	3	(9)	12	NA	3	(7)	10	NA

O segmento Liberalizado consolidou margem bruta de R\$ 299 milhões no 2T22 (+R\$ 135 milhões vs. 2T21) e de R\$ 597 milhões no acumulado (+258 milhões vs. 6M21), impactada pela maior margem de Termopernambuco (+R\$ 108 milhões vs. 2T21 e +R\$ 234 milhões vs. 6M21), explicado, principalmente, pelo impacto do reajuste tarifário (dolarizado) e pela compra de energia a um menor PLD. Já a comercializadora contribuiu com R\$ 23 milhões de margem bruta no trimestre (+ R\$ 27 milhões vs. 2T21) e R\$ 37 milhões no acumulado (+23 milhões vs. 6M21).

As despesas operacionais foram de R\$ 42 milhões no 2T22 (+R\$ 2 milhões vs. 2T21). Já no acumulado, essas despesas foram de R\$ 75 milhões, -R\$ 16 milhões em relação ao mesmo período do ano anterior, explicados, principalmente, pela menor quantidade de dias de operação de Termopernambuco.

Como resultado dessas variações, o EBITDA de Liberalizado foi de R\$ 254 milhões no 2T22 (+R\$ 130 milhões vs. 2T21) e de R\$ 519 milhões no 6M22 (+R\$ 271 milhões vs. 6M21).

Já o lucro líquido foi de R\$ 182 milhões no trimestre (+R\$ 95 milhões vs. 2T21) e de R\$ 357 milhões no semestre (+R\$ 195 milhões vs. 6M21).

3. EBITDA (LAJIDA)

Atendendo a Instrução CVM nº 527 demonstramos no quadro abaixo a conciliação do EBITDA (sigla em inglês para Lucro Antes dos Juros, Impostos, Depreciação e Amortização, LAJIDA) e, complementamos que os cálculos apresentados estão alinhados com os critérios dessa mesma instrução:

EBITDA (R\$ MM)	2T22	2T21	Variação		6M22	6M21	Variação	
			R\$	%			R\$	%
Lucro líquido do período (A)	1.075	1.002	73	7%	2.287	2.009	278	14%
Lucro Atribuído aos minoritários (B)	(18)	(43)	25	(58%)	(44)	(75)	31	(41%)
Despesas financeiras (C)	(1.315)	(623)	(692)	111%	(2.371)	(1.201)	(1.170)	97%
Receitas financeiras (D)	432	201	231	115%	773	364	409	112%
Outros resultados financeiros, líquidos (E)	(273)	(4)	(269)	6725%	(475)	29	(504)	(1738%)
Imposto de renda e contribuição social (F)	(440)	(315)	(125)	40%	(927)	(745)	(182)	24%
Depreciação e Amortização (G)	(537)	(514)	(23)	4%	(1.064)	(947)	(117)	12%
EBITDA = (A-(B+C+D+E+F+G))	3.226	2.300	926	40%	6.395	4.584	1.811	40%

4. RESULTADO FINANCEIRO

RESULTADO FINANCEIRO LÍQUIDO (R\$ MM)	2T22	2T21	Variação		6M22	6M21	Variação	
			R\$	%			R\$	%
Renda de aplicações financeiras	201	31	170	548%	324	49	275	561%
Encargos, variações monetárias e cambiais e Instrumentos financeiros derivativos de dívida	(1.411)	(456)	(955)	209%	(2.491)	(882)	(1.609)	182%
Outros resultados financeiros não relacionados a dívida	54	(1)	55	NA	94	25	69	276%
Juros, comissões e acréscimo moratório	122	167	(45)	(27%)	257	303	(46)	NA
Variações monetárias e cambiais - outros	(18)	(19)	1	(5%)	(30)	(19)	(11)	58%
Atualização provisão para contingências / depósitos judiciais	(36)	(43)	7	(16%)	(85)	(93)	8	NA
Atualização do ativo / passivo financeiro setorial	104	(2)	106	NA	177	(5)	182	NA
Obrigações pós emprego	(20)	(21)	1	(5%)	(39)	(41)	2	NA
Outras receitas (despesas) financeiras líquidas	(98)	(83)	(15)	18%	(186)	(120)	(66)	55%
Total	(1.156)	(426)	(730)	171%	(2.073)	(808)	(1.265)	157%

O Resultado Financeiro Consolidado foi de -R\$ 1.156 milhões no 2T22, -R\$ 730 milhões vs. 2T21, explicado principalmente, pela maior despesa com encargos de dívida (+R\$ 955 milhões), em razão do aumento de 42% no

saldo médio da dívida devido às captações direcionadas para Capex de novos projetos de transmissão e eólicas, além das Distribuidoras. Adicionalmente, no período observamos aumento de 2,12 pontos percentuais do CDI no período (60% do endividamento atrelado ao indexador).

No 6M22, o Resultado Financeiro foi de -R\$ 2.073 milhões, -R\$ 1.265 milhões vs. 6M21 pelos mesmos motivos do trimestre.

5. INVESTIMENTOS

O Capex da Neoenergia encerrou o 6M22 em R\$ 4,6 bilhões, conforme abaixo:

CAPEX Neoenergia (R\$ milhões)	2T22	2T21	Δ %	6M22	6M21	Δ %
Redes	1.749	1.395	25%	3.384	2.744	23%
Distribuidoras	1.197	885	35%	2.475	1.758	41%
Transmissoras	551	510	8%	909	986	(8%)
Renováveis	362	282	28%	1.169	743	57%
Liberalizado	12	26	(54%)	16	37	(58%)
TOTAL	2.122	1.702	25%	4.569	3.524	30%

5.1. Redes

5.1.1. Distribuição

No 6M22, o Capex das distribuidoras foi de R\$ 2,5 bilhões, dos quais R\$ 1,5 bilhão foi destinado à expansão de redes. Segue abaixo tabela com a abertura do Capex por distribuidora:

INVESTIMENTOS REALIZADOS (valores em R\$ MM)						CONSOLIDADO	
	2T22					2T22	6M22
Expansão de Rede	(518)	(101)	(58)	(127)	(15)	(819)	(1.522) 58%
Programa Luz para Todos	(233)	-	-	-	-	(233)	(440)
Novas Ligações	(155)	(74)	(34)	(65)	(6)	(333)	(650)
Novas SE's e RD's	(130)	(26)	(24)	(62)	(9)	(251)	(430)
Renovação de Ativos	(88)	(34)	(23)	(38)	(11)	(195)	(379) 15%
Melhoria da Rede	(51)	(16)	(21)	(21)	(15)	(124)	(244) 10%
Perdas e Inadimplência	(35)	(25)	(9)	(4)	(17)	(91)	(162) 7%
Outros	(55)	(20)	(14)	(26)	(10)	(124)	(248) 10%
Movimentação Material (Estoque x Obra)	(6)	(29)	(31)	(25)	(32)	(123)	(247)
(=) Investimento Bruto	(753)	(225)	(155)	(242)	(100)	(1.475)	(2.802)
SUBVENÇÕES	130	9	2	11	2	155	80
(=) Investimento Líquido	(623)	(216)	(153)	(231)	(98)	(1.320)	(2.722)
Movimentação Material (Estoque x Obra)	6	29	31	25	32	123	247
(=) CAPEX	(617)	(187)	(123)	(205)	(65)	(1.197)	(2.475)
BAR	(55)	(20)	(14)	(26)	(10)	(124)	(248) 10%
BRR	(692)	(176)	(111)	(190)	(58)	(1.228)	(2.307) 90%

5.1.2. Transmissão

No 6M22, o Capex das transmissoras foi de R\$ 909 milhões, R\$78 milhões abaixo do realizado no 6M21.

Vale destacar: a) lotes do leilão de dezembro de 2018: início das obras da subestação e linha de transmissão de Itabapoana, emitida a LI de Guanabara em mai/22, acompanhamento do reparo dos Compensadores Sincronos (SE Marmeleiro e SE Livramento III) de Lagoa dos Patos para energização prevista no segundo semestre de 2022, licenciamento ambiental dos demais trechos e obtenção da LI do Vale do Itajaí com condicionantes; b) leilão dezembro de 2019: continuidade das obras de Rio Formoso e c) leilão de dezembro de 2020: processo de licenciamento e liberação fundiária do Morro do Chapeú, com últimas LPs emitidas em junho/22.

5.2. Renováveis

5.2.1. Parques Eólicos

Os investimentos realizados nos parques eólicos somaram R\$ 693,4 milhões no 6M22, em linha com o 6M21:

(i) Complexo Chafariz: entrada em operação na totalidade dos parques no 4T21 com realização de capex no início de 2022;

(ii) Complexo Oitis: continuidade da construção do complexo, com entrada em operação dos 23 primeiros aerogeradores em junho/22.

5.2.2. Parques Solares

Os investimentos realizados nos parques solares Luzia somaram R\$ 436,4 milhões no 6M22. Parte do complexo (41MWp) entrou em operação em 6 de julho e o restante entrará ao longo do segundo semestre.

5.2.3. Usinas Hidrelétricas

Investimentos de R\$ 39,6 milhões no 6M22, frente ao valor de R\$ 52,2 milhões no 6M21. Destaque para o reconhecimento no ativo intangível de Itapebi decorrente do acordo GSF ocorrido no 1T21.

5.3. Liberalizado

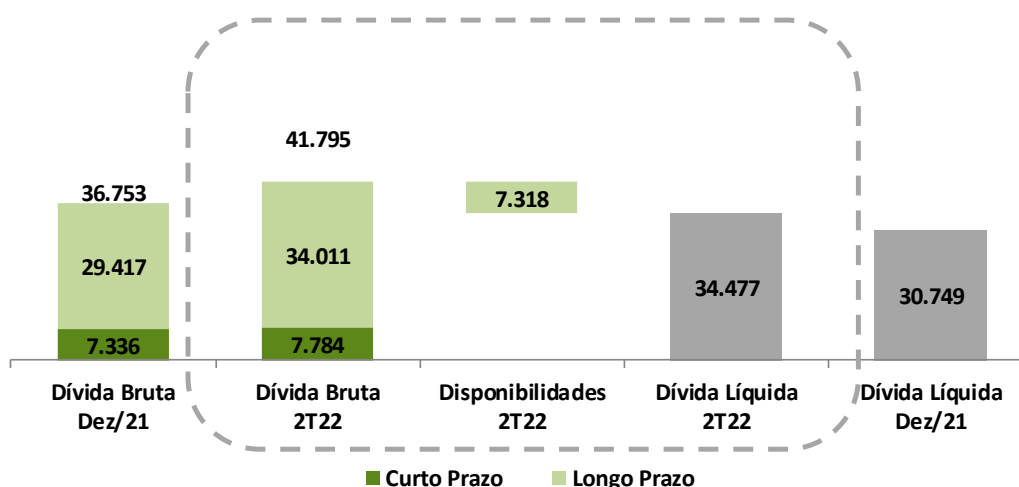
A Termopernambuco realizou investimentos no montante de R\$ 14,5 milhões no 6M22, 61% abaixo do realizado no 6M21, em função da parada total da planta em 2022 devido ao não fornecimento de gás.

6. ENDIVIDAMENTO

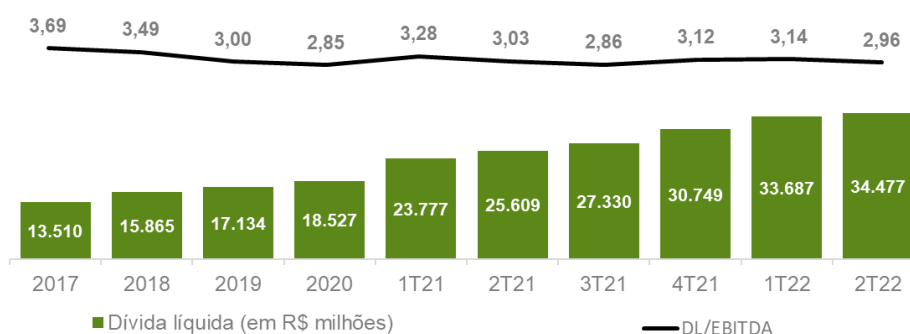
6.1. Posição de Dívida e Alavancagem Financeira

Em junho de 2022, a dívida líquida do consolidado da Neoenergia, incluindo caixa, equivalentes de caixa e títulos e valores mobiliários atingiu R\$ 34.477 milhões (dívida bruta de R\$ 41.795 milhões), apresentando um crescimento de 12% (R\$ 3.728 milhões) em relação a dezembro de 2021, explicado principalmente pela execução de Capex dos projetos de redes e renováveis. Em relação a segregação do saldo devedor, a Neoenergia possui 81% da dívida contabilizada no longo prazo e 19% no curto prazo.

(R\$ milhões)



O indicador financeiro Dívida total líquida/EBITDA passou de 3,12x em dezembro de 2021 para 2,96x em junho de 2022.



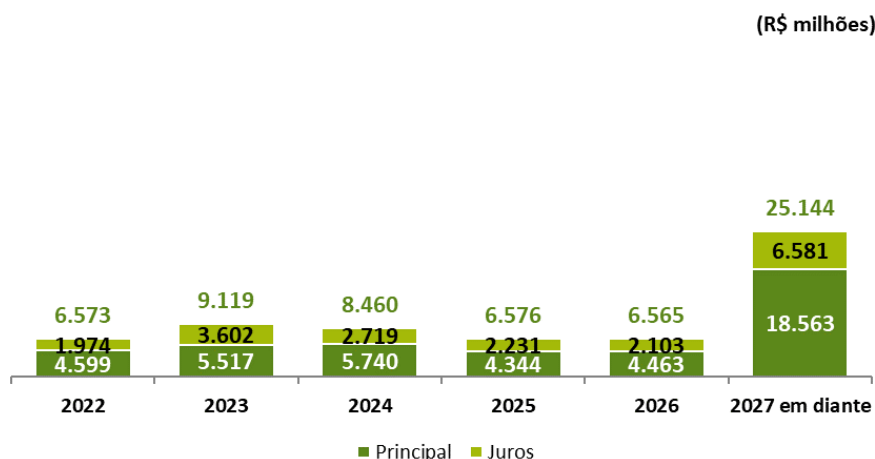
6.2. Cronograma de amortização das dívidas

A Companhia busca estruturar 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 reduzir o custo da dívida e alongar seu perfil de amortização, a Companhia executa ainda uma gestão ativa de seus passivos financeiros de modo a evitar concentração dos vencimentos de dívida, resultando em efetivo alongamento. Os montantes vincendos nos próximos anos não apresentam concentração em nenhum período específico, estando consistentes com volumes vencidos nos últimos exercícios.

Em 2023, estão previstas amortizações pela Neoenergia Coelba no valor de R\$ 2.391 milhões, pagamentos pela Neoenergia Pernambuco no valor estimado de R\$ 704 milhões, pela Holding no montante estimado de R\$ 676 milhões e pela Neoenergia Elektro no valor de R\$ 524 milhões. O total de amortizações da Holding e das três distribuidoras representam 78% do volume consolidado a amortizar neste período.

Em 2024, estão previstas amortizações pela Neoenergia Coelba no valor estimado de R\$ 2.091 milhões, pela Neoenergia Pernambuco no montante estimado de R\$ 1.374 milhões e pela Neoenergia Elektro no valor de R\$ 596 milhões. O total de amortizações dessas três distribuidoras representa 74% do volume consolidado a amortizar no período em referência.

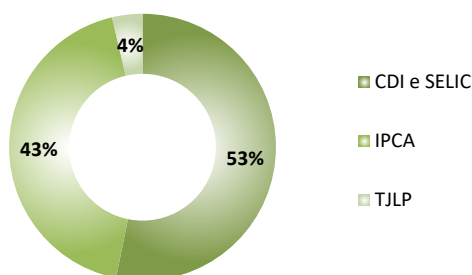
O prazo médio do endividamento da Neoenergia em junho de 2022 foi de 5,07 anos (vs. 5,06 anos em dezembro de 2021). O gráfico abaixo apresenta o cronograma de vencimentos de principal e juros da dívida, utilizando as curvas *forward* de mercado para os indexadores e moedas atrelados ao endividamento vigente ao final do 6M22.



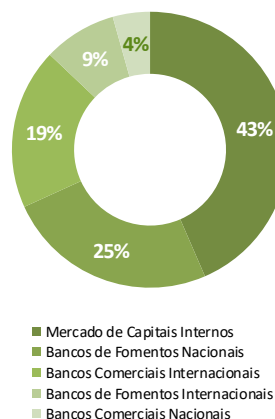
6.3. Perfil Dívida

Os gráficos abaixo apresentam o saldo de dívidas segregado por fonte de captação e por indexador. O custo médio da dívida consolidada no 2T22 foi de 11,1% (vs. 8,1% em dezembro de 2022) devido ao aumento da Selic.

DÍVIDA POR INDEXADOR (pós swap)



DÍVIDA POR FUNDING



No 2T22 captamos um total de R\$ 3.084 milhões. Destacamos as seguintes linhas de contratação de dívida:

- Contratação de 4131 junto ao Citibank para Neoenergia Coelba (R\$ 200 milhões) com prazo de 2 anos;
- Desembolso do BNDES para Neoenergia Pernambuco, no total de R\$ 32 milhões com prazo de 19 anos;

- iii. Desembolso do BNDES para Neoenergia Jalapão, no montante de R\$ 18 milhões com prazo de 20 anos;
- iv. Realização da 14ª emissão de debêntures da Neoenergia Coelba no montante total de R\$ 1.200 milhões e com prazo de até 10 anos;
- v. Realização da 12ª emissão de debêntures da Neoenergia Pernambuco no montante total de R\$ 1.200 milhões e com prazo de até 10 anos;
- vi. Desembolso do BNDES para o Complexo Chafariz, no total de R\$ 104 milhões com prazo de 24 anos;
- vii. Desembolso do BNDES para Neoenergia Elektro, no total de R\$ 50 milhões com prazo de 19 anos;
- viii. Contratação de 4131 junto ao BofA para Neoenergia Guanabara de R\$ 100 milhões com prazo de 1 ano;
- ix. Contratação de 4131 junto ao Santander para Neoenergia Lagoa dos Patos de R\$ 180 milhões com prazo de 1 ano.

7. RATING

Em 29 de março de 2022, 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 2022, o valor de mercado da Companhia era de R\$ 18,11 bilhões com as ações (NEOE3) cotadas a R\$ 14,92. Com relação ao ano de 2022, as ações apresentaram desvalorização de 7,9%, conforme demonstrado nos gráficos abaixo:



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

Mercado de capitais	IPO	2T22
Quantidade de ações (mil)	1.213.797.248	1.213.797.248
Valor da ação	15,65	14,92
Valor de mercado ¹ (R\$ milhões)	18.996	18.110

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

9. ESG

Com muito orgulho divulgamos ao mercado recentemente que o Conselho de Administração da Neoenergia aprovou no dia 19 de julho as suas metas de ESG (Environmental, Social e Governança). Mais uma demonstração de que a Companhia está totalmente comprometida com o desenvolvimento socioeconômico dos locais onde atua, contribuindo com a qualidade de vida da sociedade, respeitando os direitos humanos e o meio ambiente, em conformidade com os princípios do Pacto Global e os Objetivos de Desenvolvimento Sustentável.

A aprovação das metas reforça nosso compromisso com a transparência e práticas ESG. Seguem abaixo as metas segregadas pelas dimensões ESG com targets para 2025 e 2030.

	Metas ESG	Parâmetros	2021	2025	2030
E	Emissões	Emissões de gCO2/kWh na geração (escopo 1)	61	36	20
	Eletificação da frota	% de veículos leves próprios eletrificados na frota Neoenergia	5%	13%	50%
	Financiamento sustentável	Revisão anual e atualização do framework de financiamento verde da empresa	Manter prática vigente		
	Digitalização de redes	% redes de AT e MT digitalizadas	72%	83%	90%
S	Mulheres em posições relevantes	Presença de mulheres nas posições de GG1, GG2	23,20%	29,10%	31,80%
	Mulheres em postos de liderança	Presença de mulheres em postos de liderança nas posições GG1, GG2, GG3	26,30%	30%	35%
	Mulheres formadas eletricitistas	% de mulheres formadas nas escolas de eletricitistas	14,85%	30%	35%
	Mulheres em postos de eletricitista	% de mulheres em postos de eletricitistas	4,25%	9%	12%
	Diversidade racial	% de pretos e pardos nas posições GG1, GG2, GG3 e GG4	Censo em curso	20%	25%
	Contribuição com a comunidade	Voluntariado corporativo (número de pessoas)	2.000	2.300	2.600
	Segurança (ISO 45001)	% trabalhadores próprios lotados em sites certificados pela ISO45001	38%	40%	42%
	Segurança	Número de acidentes de trabalho com e sem afastamento (equipe própria)	0,44	0,43	0,39
	Formação	Média de horas para formação de colaboradores e de profissionais das comunidades onde atuamos	75,5	67	70
	Fornecedores	% R\$ de compras com fornecedores sustentáveis	72%	≥80%	≥85%
G	Remuneração variável ESG	% da remuneração variável para incentivo de longo prazo atrelada a ESG	30%	30%	33%
	Governança	Melhores práticas de governança empresarial	Manter prática vigente		

Nota: GG1: Diretoria; GG2: Superintendência e Especialistas III; GG3: Gerência e Especialistas II; GG4: Supervisores e Especialistas I e cargos equiparados.

Cada uma das metas dispõe de planos de realização para o seu cumprimento nos horizontes estabelecidos, e os resultados de seu acompanhamento serão comunicados periodicamente nos Relatórios Anuais de Sustentabilidade.

Nosso compromisso com o desenvolvimento sustentável se materializa em sua aposta nos fatores ESG, que estão integrados no dia a dia das operações da companhia e que são colocados em prática nos seguintes âmbitos:

Meio Ambiente (Environmental)

Em linha com o compromisso de descarbonização da economia, a Neoenergia investiu, no 6M22, R\$ 1.169 milhões em projetos de renováveis. Um crescimento de 57% em relação ao mesmo período do ano passado. O Grupo anunciou o início da operação de teste dos primeiros aerogeradores de Oitis, empreendimento que será o maior da companhia em geração eólica no país, com capacidade instalada de 566,5MW.

Também iniciou a energização e operação em teste do seu primeiro complexo de parques de energia solar, Luzia, que marca a entrada da companhia na geração fotovoltaica centralizada, com capacidade instalada de potência

total de 149,3 MWdc, suficiente para abastecer mais de 150 mil residências. O complexo possui 228.780 painéis solares de modelo bifacial - mais eficientes por captarem a radiação solar direta e a irradiação refletida pelo solo na face inferior do módulo.

Ainda sobre o olhar de energia renovável, a Usina Hidrelétrica Teles Pires, foi certificada, pela terceira vez, com o Selo Verde do Instituto Internacional de Pesquisa e Responsabilidade Socioambiental Chico Mendes, na categoria Gestão Socioambiental Responsável, atingindo 100% em todas as questões avaliadas.

Ao caminhar rumo à descarbonização da economia, a Neoenergia investe também em inovação e mobilidade elétrica, e, em um projeto de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D), regulado pela ANEEL, foi criado um caminhão elétrico com cesto aéreo para uso nas atividades de serviços da distribuição de energia elétrica. O novo veículo é o primeiro no país a contar com sistema que permite o carregamento diretamente na rede elétrica, permitindo mais eficiência e autonomia por não demandar o retorno para as bases operacionais para eventuais recargas durante a operação.

Social

As políticas relacionadas com o compromisso social refletem a ligação do grupo com os direitos humanos, o desenvolvimento de relações profissionais baseadas na diversidade, na inclusão, e o sentimento de pertencimento. Nesse sentido, em linha com seu compromisso de ampliar a participação da mulher na sociedade, a Neoenergia oferece oportunidades para elas conquistarem espaço no mercado de trabalho, com vagas para Escolas de Eletricistas abertas em São Paulo e no Distrito Federal.

Também, sensível ao momento vivido pela população das cidades atingidas pelas chuvas em Pernambuco, a Neoenergia doou cerca de 4.000 itens de primeira necessidade como material de limpeza, higiene pessoal para crianças e adultos, colchões, lençóis, travesseiros e cobertores. A iniciativa faz parte da campanha SOS Chuvas Pernambuco, desenvolvida pelo movimento Transforma Brasil, parceiro na iniciativa, e beneficiou cerca de 300 famílias.

Já o Programa de Voluntariado da Neoenergia fez uma doação de mais de 150 mil absorventes destinados a 15 instituições em Brasília (DF), Campinas (SP), Natal (RN), Recife (PE), Rio de Janeiro (RJ), além de Salvador e Vitória da Conquista (BA). A iniciativa contribui com a dignidade menstrual das pessoas que serão beneficiadas e está alinhada ao compromisso da empresa com os Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS), especialmente o de número 3, relacionado à promoção de saúde e bem-estar, e o 5, sobre igualdade de gênero.

Através do Programa de Eficiência Energética, a Neoenergia investiu em torno de R\$ 29 milhões no 1T22 na melhora da qualidade de vida de comunidades populares e do funcionamento de instituições nas regiões brasileiras onde a companhia atua em Distribuição. Entre os resultados alcançados pelo programa na Bahia, Distrito Federal, Pernambuco, Rio Grande do Norte e São Paulo, destacam-se a troca de cerca de 325 mil lâmpadas pelas do tipo LED; substituição de mais de 1.300 geladeiras e instalação de 232 sistemas solares, totalizando 1,4 MWp.

Governança

As práticas de governança corporativa buscam assegurar a transparência e a equidade nos negócios, bem como o respeito aos direitos das partes interessadas, e seguem as orientações do Instituto Brasileiro de Governança Corporativa (IBGC). O modelo permite o aproveitamento da sinergia dos negócios entre as empresas que integram o grupo e a unificação de processos, práticas e políticas.

Visando a transparência de suas atividades, a Neoenergia lançou seu Relatório Integrado 2021, elaborado de acordo com as orientações do International Integrated Reporting Council (IIRC). O documento reúne as principais

informações financeiras e não financeiras do ano, além de ações estratégicas e do desenvolvimento dos Negócios, com destaque para a geração de valor aos grupos de interesse da companhia.

O Grupo também passou a ser cotado na Latibex, vinculada à bolsa espanhola, sediada em Madri (ES). Com isso a empresa facilita o acesso ao investidor europeu pessoa física, sobretudo espanhóis, a ter ações da Neoenergia em seu portfólio com mais facilidade: negociação em euros, e em horário dos mercados da Europa.

Conquistou também, pela primeira vez, a Certificação Multisite nas normas de Qualidade, Meio Ambiente e Segurança e Saúde para as suas usinas hidrelétricas em operação no país. Com isso, as unidades passam a ter um certificado único, que garante a eficiência do trabalho nessas três áreas. Além da padronização dos processos, o modelo atesta que os procedimentos obedecem a legislação ambiental, diretrizes de ESG e melhoria de programas voltados para o bem-estar dos colaboradores.

Segue abaixo uma relação de indicadores de caráter ESG que são regularmente monitorados na Neoenergia:

PRINCIPAIS INDICADORES ESG	UNIDADE	2T22	2T21	Var. %	6M22	6M21	Var. %
Capacidade instalada de energia renovável	MW	4.017	3.546	13%	4.017	3.546	13%
Capacidade instalada de energia renovável	%	88%	87%	1 p.p.	88%	87%	1 p.p.
Consumo de água	mil m3	37	51	(29%)	61	94	(35%)
Intensidade de emissões (6)	gCO2/kWh	2,45	47,00	(95%)	1,53	46,00	(97%)
Resíduos gerados (resíduos perigosos e não-perigosos) (3)	t	3.359	3.058	10%	9.167	6.943	32%
Resíduos revalorizados (resíduos perigosos e não-perigosos)	t	526	167	215%	951	334	185%
Sanções ambientais (5)	unidade	4	1	300%	7	9	(22%)
SOCIAL							
Número de colaboradores	nº	15.067	14.617	3%	15.067	14.617	3%
Número de terceiros	nº	31.102	32.289	(4%)	31.102	32.289	(4%)
% de mulheres na Neoenergia	%	18,4%	17,5%	0,9 p.p.	18,4%	17,5%	0,9 p.p.
% de mulheres em posições relevantes (2)	%	27,0%	26,7%	0,2 p.p.	27,0%	26,7%	0,2 p.p.
% de mulheres em postos de eletricitistas	%	4,6%	3,9%	0,7 p.p.	4,6%	3,9%	0,7 p.p.
Denúncias de incidentes de discriminação	unidade	3	1	200%	3	2	50%
Horas de treinamento por funcionário	h	16	18	(10%)	32	36	(11%)
Taxa de Frequência com pessoal próprio	%	0,00	0,51	(100%)	0,00	0,51	(100%)
Taxa de Frequência com terceiro	%	0,79	0,49	61%	0,64	0,43	49%
Investimento em Eficiência Energética	R\$ mil	24.804	24.676	1%	54.568	44.928	21%
Investimento em P&D	R\$ mil	18	19	(5%)	32	36	(10%)
Investimentos para a Sociedade, sem subvenção do governo federal (1)(4)	R\$ mil	3.352	45.018	(93%)	212.999	163.093	31%
% do território universalizado	%	59	45	31%	59	45	31%
GOVERNANÇA							
Conselheiros Independentes	%	23,07%	14,00%	9,1 p.p.	23,07%	14,00%	9,1 p.p.
Mulheres no Conselho	%	13,60%	4,00%	9,6 p.p.	13,60%	4,00%	9,6 p.p.
Número de pessoas formadas em treinamento anticorrupção	unidade	146	0	-	582	0	-
Incidentes relativos à privacidade do cliente	nº	0	0	-	0	0	-
Compras de Fornecedores locais	%	100%	99%	1,0 p.p.	100%	99%	1,0 p.p.
Grandes fornecedores classificados como sustentáveis	%	93,45%	N/A	-	93,45%	N/A	-

Notas:

- (1) Inclusão do valor de investimento em Luz para Todos no indicador de Investimentos para a Sociedade a partir de 2022.
- (2) Os valores de 2021 do indicador “% de mulheres em posições relevantes” foram recalculados para atender à nova metodologia de cálculos da meta de diversidade, que considera GG1 e GG2, possibilitando assim a comparação entre os anos.
- (3) Os valores de resíduos gerados em 2021 foram recalculados devido a inclusão de resíduo de poda.
- (4) O valor do indicador “Investimento para a Sociedade” do 2º trimestre de 2021 foi modificado, excluindo o montante do patrocínio ao time de futebol feminino.
- (5) Para o indicador de “Sanções Ambientais”, foram registradas 9 situações no 1º semestre de 2021, em todos os casos a empresa apresentou as informações solicitadas e as mesmas foram acatadas pelos órgãos requisitantes. Dessas, 02 situações foram consideradas procedentes, sendo que as demais aguardam julgamento do recurso administrativo. No 1º semestre de 2022 foram registradas 7 situações, todas em análise pela Neoenergia.
- (6) O valor do indicador “Intensidade de emissões” no 1º e 2º trimestre de 2022 apresenta uma redução significativa com relação ao ano de 2021 decorrente da não geração de energia por Termopoe no ano.

10. OUTROS TEMAS

10.1. Clientes Baixa Renda

Nº de Consumidores Residenciais (milhares)	2T22						2T21					
	Consolidado	NEOENERGIA COELBA	NEOENERGIA PERNAMBUCO	NEOENERGIA COSERN	NEOENERGIA ELEKTRO	NEOENERGIA BRASILIA	Consolidado	NEOENERGIA COELBA	NEOENERGIA PERNAMBUCO	NEOENERGIA COSERN	NEOENERGIA ELEKTRO	NEOENERGIA BRASILIA
Convencional	10.481	3.945	2.379	974	2.212	970	10.510	3.970	2.406	986	2.187	961
Baixa Renda	3.568	1.750	1.128	378	262	51	3.229	1.583	1.049	337	234	26
Total	14.049	5.695	3.507	1.352	2.474	1.021	13.740	5.553	3.455	1.323	2.422	987

10.2 Reajustes Neoenergia Coelba, Neoenergia Pernambuco e Neoenergia Cosern

A Aneel, em 19 de abril de 2022, aprovou os reajustes tarifários da Neoenergia Coelba com efeito médio para o consumidor de 21,13%, e da Neoenergia Cosern com efeito médio para o consumidor de 20,36%, aplicados a partir de 22 de abril de 2022. E em 26 de abril de 2022, aprovou o reajuste tarifário da Neoenergia Pernambuco, com efeito médio para o consumidor de 18,98%, a ser aplicado a partir de 29 de abril de 2022.

Neoenergia Coelba

A variação da Parcela A foi de 11,69%, totalizando R\$ 6.945,1 milhões, impactada principalmente pelos aumentos de 38,29% nos encargos setoriais e 10,60% nos custos com compra de energia. O preço médio de repasse dos contratos de compra de energia foi definido em R\$ 224,07/MWh. Já a variação da Parcela B foi de 14,14% (R\$ 5.246,1 milhões), reflexo da inflação acumulada (IGP-M) desde o último reajuste, de 14,77%, deduzida do Fator X, de 0,63%. O reajuste dos itens da Parcela B foi integralmente aplicado a partir de 22 de abril de 2022.

Neoenergia Pernambuco

A variação da Parcela A foi de 10,58%, totalizando R\$ 5.040,4 milhões, impactada principalmente pelos aumentos de 35,99% nos encargos setoriais e 9,48% nos custos com compra de energia. O preço médio de repasse dos contratos de compra de energia foi definido em R\$ 257,39/MWh. Já a variação da Parcela B foi de 14,82% (R\$ 2.301,7 milhões), reflexo da inflação acumulada (IGP-M) desde o último reajuste, de 14,77%, deduzida do Fator X, de - 0,05%. O reajuste dos itens da Parcela B será integralmente aplicado a partir de 29 de abril de 2022.

Neoenergia Cosern

A variação da Parcela A foi de 10,76%, totalizando R\$ 1.928,7 milhões, impactada principalmente pelos aumentos de 45,05% nos encargos setoriais e 9,46% nos custos com compra de energia. O preço médio de repasse dos contratos de compra de energia foi definido em R\$ 242,32/MWh. Já a variação da Parcela B foi de 14,75%, (R\$ 1.200,6 milhões), reflexo da inflação acumulada (IGP-M) desde o último reajuste, de 14,77%, deduzida do Fator X, de 0,02%. O reajuste dos itens da Parcela B foi integralmente aplicado a partir de 22 de abril de 2022.

10.3 Revisão Tarifária Extraordinária ("RTE")

A Aneel, em reunião pública ordinária da diretoria ocorrida em 12 de julho de 2022, aprovou a alteração das tarifas da Neoenergia Coelba com efeito médio para o consumidor de -0,50%, da Neoenergia Cosern com efeito médio de -1,54% e da Neoenergia Pernambuco com efeito médio de -4,07%, vigentes desde 13 de julho de 2022.

Essa alteração decorre de uma RTE estabelecida pela Lei nº 14.385/22, de 27 de junho de 2022, que determinou novas regras para a devolução dos Créditos Tributários especialmente aqueles referentes à exclusão do ICMS da base de cálculo do PIS/COFINS.

Esta Lei determinou que a partir da habilitação do crédito por parte da Receita Federal Brasileira fosse devolvido aos consumidores todo o crédito já compensado, e realizado o adiantamento de 12 meses com base na capacidade mensal de compensação de cada distribuidora. Nos Reajustes Tarifários Anuais de 2022, Neoenergia Coelba, Neoenergia Cosern e Neoenergia Pernambuco já haviam aplicado o valor compensado. Assim, nessas RTEs estão sendo considerados os valores referentes aos 12 meses futuros, como segue:

- **Neoenergia Coelba** - Foram revistos os créditos projetados a repassar aos consumidores para R\$ 864,8 milhões contra R\$ 803,6 milhões que foram reconhecidos no Reajuste 2022, assim, com valores adicionais a repassar de R\$ 61,2 milhões;
- **Neoenergia Cosern** - Foram revistos os créditos projetados a repassar aos consumidores para R\$ 219,6 milhões contra R\$ 169,6 milhões que foram reconhecidos no Reajuste 2022, assim, com valores adicionais a repassar de R\$ 50 milhões; e
- **Neoenergia Pernambuco** - Foram revistos os créditos projetados a repassar aos consumidores para R\$ 491,6 milhões contra R\$ 169,4 milhões que foram reconhecidos no Reajuste 2022, assim, com valores adicionais a repassar de R\$ 322,2 milhões.

2. NOTA DE CONCILIAÇÃO

A Neoenergia, apresenta os resultados do 2T22 e 6M22 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 (International Financial Reporting Standards – IFRS).

Memória de Cálculo (CONSOLIDADO)	Ano atual		Ano anterior		Correspondência nas Notas Explicativas
	2T22	6M22	2T21	6M21	
(+) Receita líquida	10.462	21.010	9.975	18.972	Demonstrações de resultado
(-) Valor de reposição estimado da concessão	(676)	(1.208)	(338)	(661)	Nota 5
(-) Outras receitas	(354)	(511)	(111)	(222)	Nota 5
(+) Ganho/perda na RAP	171	155	27	25	Nota 5.4
(+) Receita de operação e manutenção	30	63	(26)	(16)	Nota 5.4
(+) Operações fotovoltaicas	6	11	3	8	Nota 5.4
(+) Outras receitas - Outras receitas	3	4	(1)	6	Nota 5.4
= RECEITA Operacional Líquida	9.642	19.524	9.529	18.112	
(+) Custos com energia elétrica	(4.114)	(8.691)	(5.056)	(9.304)	Demonstrações de resultado
(+) Combustível para produção de energia	(27)	(29)	(124)	(218)	Nota 8
(+) Custos de construção	(1.858)	(3.509)	(1.474)	(2.846)	Demonstrações de resultado
(+) Operações fotovoltaicas	(3)	(7)	(3)	(7)	Nota 8
= Custo com Energia	(6.002)	(12.236)	(6.657)	(12.375)	
(+) Valor de reposição estimado da concessão	676	1.208	338	661	Nota 5
= MARGEM BRUTA	4.316	8.496	3.210	6.398	
(+) Custos de operação	(1.033)	(2.017)	(1.051)	(1.974)	Demonstrações de resultado
(+) Despesas com vendas	(89)	(178)	(93)	(170)	Demonstrações de resultado
(+) Outras receitas/despesas gerais e administrativas	(493)	(915)	(414)	(789)	Demonstrações de resultado
(-) Combustível para produção de energia	27	29	124	218	Nota 8
(-) Operações fotovoltaicas	3	7	3	7	Nota 8
(-) Depreciação	476	942	454	839	Nota 8
(+) Outras receitas	354	511	111	222	Nota 5
(-) Ganho/perda na RAP	(171)	(155)	(27)	(25)	Nota 5.4
(-) Receita de operação e manutenção	(30)	(63)	26	16	Nota 5.4
(-) Operações fotovoltaicas	(6)	(11)	(3)	(8)	Nota 5.4
(-) Outras receitas - Outras receitas	(3)	(4)	1	(6)	Nota 5.4
= Despesa Operacional (PMSO)	(965)	(1.854)	(869)	(1.670)	
(+) PECLD	(128)	(258)	(33)	(146)	Demonstrações de resultado
(+) Equivalência Patrimonial	3	11	(8)	2	Demonstrações de resultado
EBITDA	3.226	6.395	2.300	4.584	
(+) Depreciação e Amortização	(537)	(1.064)	(514)	(947)	Demonstrações de resultado e Nota 8
(+) Resultado Financeiro	(1.156)	(2.073)	(426)	(808)	Demonstrações de resultado
(+) IR/CS	(440)	(927)	(315)	(745)	Demonstrações de resultado
(+) Minoritário	(18)	(44)	(43)	(75)	Demonstrações de resultado
LUCRO LÍQUIDO	1.075	2.287	1.002	2.009	Demonstrações de resultado

ANEXO I – Ativos Renováveis em Construção

No quadro a seguir estão listados os parques eólicos em construção com participação de 100% da Neoenergia (data base 30/06/2022):

Eólicas em construção	Participação Neoenergia (Direta e Indireta)	Estado	Localidade	Capacidade Instalada (MW)	Energia Assegurada (MW)	Fim da Concessão
OITIS 1	100%	PI	Dom Inocêncio	49,50	26,1	28/11/2054
OITIS 2	100%	PI/BA	Dom Inocêncio	27,50	14,3	23/12/2054
OITIS 3	100%	PI/BA	Dom Inocêncio	49,50	24,4	23/12/2054
OITIS 4	100%	PI/BA	Dom Inocêncio	49,50	24	23/12/2054
OITIS 5	100%	PI/BA	Dom Inocêncio	49,50	23,8	23/12/2054
OITIS 6	100%	PI/BA	Dom Inocêncio	49,50	24,3	23/12/2054
OITIS 7	100%	PI/BA	Dom Inocêncio	49,50	25,6	23/12/2054
OITIS 8	100%	PI	Dom Inocêncio	49,50	25,5	28/11/2054
OITIS 9	100%	PI/BA	Dom Inocêncio	49,50	21,9	23/12/2054
OITIS 10	100%	PI/BA	Dom Inocêncio	49,50	21,2	23/12/2054
OITIS 21	100%	PI/BA	Casa Nova	44,00	20,8	23/12/2054
OITIS 22	100%	PI/BA	Casa Nova	49,50	22,22	23/12/2054

Oitis ACL, a Garantia Física (Energia Assegurada) ainda não foi publicada

Foi publicada nova GF dos parques Canoas 2 e 4, Chafariz 1 a 3, 6 e 7, Lagoa 3 e 4, conforme Portaria nº 262, de 10 de setembro de 2019, publicada no diário oficial da

Fotovoltaicas em Construção	Participação Neoenergia (Direta e Indireta)	Estado	Localidade	Capacidade Instalada (MW)	Energia Assegurada (MW)	Fim da Concessão
LUZIA 2	100%	PB	Santa Luzia	58,93	17,3	29/05/2055
LUZIA 3	100%	PB	Santa Luzia	58,93	17,3	29/05/2055

ANEXO II – DREs Gerenciais por Segmentos

(data base 30/06/2022):

DRE (R\$ MM)	REDES								RENOVÁVEIS							
	2T22	2T21	Variação		6M22	6M21	Variação		2T22	2T21	Variação		6M22	6M21	Variação	
			R\$	%			R\$	%			R\$	%			R\$	%
MARGEM BRUTA	3.706	2.837	869	31%	7.312	5.603	1.709	31%	321	201	120	60%	608	451	157	35%
(-) Despesas Operacionais	(799)	(720)	(79)	11%	(1.558)	(1.372)	(186)	14%	(63)	(53)	(10)	19%	(123)	(99)	(24)	24%
(-) PECLD	(125)	(33)	(92)	279%	(255)	(146)	(109)	75%	-	-	-	-	-	-	-	-
(+) Equivalência Patrimonial/Venda de Ativos	-	-	-	-	-	-	-	-	3	(8)	11	(138%)	11	2	9	450%
EBITDA	2.782	2.084	698	33%	5.499	4.085	1.414	35%	261	140	121	86%	496	354	142	40%
Depreciação	(402)	(407)	5	(1%)	(786)	(732)	(54)	7%	(62)	(50)	(12)	24%	(134)	(96)	(38)	40%
Resultado Financeiro	(878)	(327)	(551)	169%	(1.564)	(641)	(923)	144%	(87)	(39)	(48)	123%	(159)	(77)	(82)	106%
IR/CS	(384)	(289)	(95)	33%	(803)	(670)	(133)	20%	(24)	(10)	(14)	140%	(52)	(39)	(13)	33%
LUCRO LÍQUIDO	1.118	1.061	57	5%	2.346	2.042	304	15%	88	41	47	115%	151	142	9	6%

DRE (R\$ MM)	LIBERALIZADO								OUTROS							
	2T22	2T21	Variação		6M22	6M21	Variação		2T22	2T21	Variação		6M22	6M21	Variação	
			R\$	%			R\$	%			R\$	%			R\$	%
MARGEM BRUTA	299	164	135	82%	597	339	258	76%	(10)	8	(18)	(225%)	(21)	5	(26)	(520%)
(-) Despesas Operacionais	(42)	(40)	(2)	5%	(75)	(91)	16	(18%)	(61)	(56)	(5)	9%	(98)	(108)	10	(9%)
(-) PECLD	(3)	-	(3)	-	(3)	-	(3)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EBITDA	254	124	130	105%	519	248	271	109%	(71)	(48)	(23)	48%	(119)	(103)	(16)	16%
Depreciação	(18)	(17)	(1)	6%	(34)	(32)	(2)	6%	(55)	(40)	(15)	38%	(110)	(87)	(23)	26%
Resultado Financeiro	(22)	(8)	(14)	175%	(60)	(25)	(35)	140%	(169)	(52)	(117)	225%	(290)	(65)	(225)	346%
IR/CS	(32)	(12)	(20)	167%	(68)	(29)	(39)	134%	-	(4)	4	(100%)	(4)	(7)	3	(43%)
Eliminações (Part. Minoritária)	-	-	-	-	-	-	-	-	(18)	(43)	25	(58%)	(44)	(75)	31	(41%)
LUCRO LÍQUIDO	182	87	95	109%	357	162	195	120%	(313)	(187)	(126)	67%	(567)	(337)	(230)	68%

ANEXO III – Balanço Patrimonial por Segmento

(data base 30/06/2022):

BALANÇO PATRIMONIAL - R\$ Milhões	Redes			Renováveis			Liberalizados			Outros		Consolidado
	Distribuição	Transmissão	Total Redes	Geração eólica	Geração hidráulica	Total Renováveis	Geração a gás	Comercialização e serviços	Total liberalizados	Total	Total	
ATIVO CIRCULANTE												
Caixa e equivalentes de caixa	4.076	479	4.555	661	240	901	322	151	473	764		6.693
Contas a receber de clientes e outros	7.465	47	7.512	79	31	110	-	157	157	-		7.779
Títulos e valores mobiliários	136	-	136	-	-	-	-	-	-	-		136
Instrumentos financeiros derivativos	303	20	323	-	-	-	54	4	58	-		381
Ativo financeiro setorial (Parcela A e outros)	1.578	-	1.578	-	-	-	-	-	-	-		1.578
Concessão do serviço público (ativo contratual)	-	637	637	-	-	-	-	-	-	-		637
Outros ativos circulantes	3.571	313	3.884	31	831	862	47	40	87	208		5.041
TOTAL DO CIRCULANTE	17.129	1.496	18.625	771	1.102	1.873	423	352	775	972		22.245
NÃO CIRCULANTE												
Contas a receber de clientes e outros	360	-	360	-	-	-	-	18	18	-		378
Títulos e valores mobiliários	88	11	99	331	-	331	-	2	2	57		489
Instrumentos financeiros derivativos	927	-	927	-	29	29	-	7	7	-		963
Ativo financeiro setorial (Parcela A e outros)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		-
Concessão do serviço público (ativo financeiro)	21.191	-	21.191	-	-	-	-	-	-	-		21.191
Concessão do serviço público (ativo contratual)	4.749	9.589	14.338	-	-	-	-	-	-	-		14.338
Investimentos em controladas, coligadas e joint venture	-	-	-	-	1.245	1.245	-	-	-	-		1.245
Direito de uso	123	-	123	29	1	30	14	1	15	-		168
Imobilizado	3	21	24	6.872	2.683	9.555	981	3	984	41		10.604
Intangível	12.238	8	12.246	109	249	358	-	5	5	2		12.611
Outros ativos não circulantes	5.463	201	5.664	77	71	148	77	69	146	65		6.023
TOTAL DO NÃO CIRCULANTE	45.142	9.830	54.972	7.418	4.278	11.696	1.072	105	1.177	165		68.010
ATIVO TOTAL	62.271	11.326	73.597	8.189	5.380	13.569	1.495	457	1.952	1.137		90.255
PASSIVO CIRCULANTE												
Fornecedores e contas a pagar de empreiteiros	2.763	508	3.271	250	20	270	77	74	151	57		3.749
Empréstimos e financiamentos	4.261	1.421	5.682	119	64	183	222	14	236	1.805		7.906
Instrumentos financeiros derivativos	178	16	194	-	1	1	25	9	34	30		259
Passivo financeiro setorial (Parcela A e outros)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		-
Outros passivos circulantes	5.897	506	6.403	281	235	516	87	193	106	1.087		5.938
TOTAL DO CIRCULANTE	13.099	2.451	15.550	650	320	970	237	290	527	805		17.852
NÃO CIRCULANTE												
Fornecedores e contas a pagar de empreiteiros	157	-	157	-	-	-	-	-	-	-		157
Empréstimos e financiamentos	24.098	2.229	26.327	2.960	648	3.608	549	89	638	3.577		34.150
Instrumentos financeiros derivativos	468	-	468	-	-	-	-	-	-	356		824
Passivo financeiro setorial (Parcela A e outros)	1.337	-	1.337	-	-	-	-	-	-	-		1.337
Outros passivos não circulantes	7.463	1.933	9.396	284	384	668	24	31	55	36		10.155
TOTAL DO NÃO CIRCULANTE	33.523	4.162	37.685	3.244	1.032	4.276	573	120	693	3.969		46.623
TOTAL DO PASSIVO	46.622	6.613	53.235	3.894	1.352	5.246	810	410	1.220	4.774		64.475
PATRIMÔNIO LÍQUIDO												
Atribuído aos acionistas da Neoenergia S.A	15.365	4.687	20.052	4.295	4.028	8.323	685	47	732	(3.637)		25.470
Atribuído a participação dos acionistas não controladores	284	26	310	-	-	-	-	-	-	0		310
PATRIMÔNIO LÍQUIDO TOTAL	15.649	4.713	20.362	4.295	4.028	8.323	685	47	732	(3.637)		25.780
TOTAL DO PASSIVO E DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO	62.271	11.326	73.597	8.189	5.380	13.569	1.495	457	1.952	1.137		90.255
DÍVIDA												
Dívida Bruta												
Ativo												
CIRCULANTE												
Caixa e equivalentes de caixa	4.076	479	4.555	661	240	901	322	151	473	764		6.693
Títulos e valores mobiliários	136	-	136	-	-	-	-	-	-	-		136
Instrumentos financeiros derivativos	303	20	323	-	-	-	54	4	58	-		381
NÃO CIRCULANTE												
Títulos e valores mobiliários	88	11	99	331	-	331	-	2	2	57		489
Instrumentos financeiros derivativos	927	-	927	-	29	29	-	7	7	-		963
PASSIVO												
CIRCULANTE												
Empréstimos e financiamentos	4.261	1.421	5.682	119	64	183	222	14	236	1.805		7.906
Instrumentos financeiros derivativos	178	16	194	-	1	1	25	9	34	30		259
NÃO CIRCULANTE												
Empréstimos e financiamentos	24.098	2.229	26.327	2.960	648	3.608	549	89	638	3.577		34.150
Instrumentos financeiros derivativos	468	-	468	-	-	-	-	-	-	356		824
Dívida Bruta Total	27.775	3.646	31.421	3.079	684	3.763	742	101	843	5.768		41.795
Dívida Líquida Total	23.475	3.156	26.631	2.087	444	2.531	420	52	368	4.947		34.477

ANEXO IV – Fluxo de Caixa Consolidado

(data base 30/06/2022):

FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES OPERACIONAIS - R\$ Milhões	2T22	2T21
Lucro Líquido do Período/Exercício	2.331	2.084
Ajustado por:		
Depreciação e amortização	959	853
Baixa de ativos não circulantes	80	34
Amortização de mais-valia	122	108
Resultado de participação societária	(11)	(3)
Ajuste a valor justo de ativos classificados como mantidos para venda	0	0
Tributos sobre o lucro	927	745
Resultado financeiro, líquido	2.073	808
Valor de reposição estimado da concessão	(1.208)	(661)
Ressarcimento do risco hidrológico - GSF	0	0
Outros	(4)	(339)
Variações de ativos e passivos:		
Contas a receber de clientes e outros	1.104	150
Concessão Serviço Público (Ativo Contratual e ativo financeiro)	(1.546)	(1.650)
Fornecedores e contas pagar de empreiteiros	(1.831)	(876)
Salários, benefícios a empregados e encargos a pagar, líquidos	(185)	(128)
Ativos e passivos financeiros setoriais, líquidos (Parcela A e outros)	1.627	(936)
Outros tributos a recuperar (recolher) e encargos setoriais, líquidos	(791)	(120)
Provisões, líquidas dos depósitos judiciais	(28)	(8)
Outros ativos e passivos, líquidos	(949)	(157)
Caixa líquidos proveniente das operações	2.670	(96)
Dividendos e juros sobre o capital próprio recebidos	23	14
Encargos de dívidas pagos	(1.186)	(558)
Instrumentos derivativos recebidos (pagos), líquidos	(412)	101
Rendimentos de aplicações financeiras	324	49
Pagamento de juros – Arrendamentos	(10)	(6)
Tributos sobre o lucro pagos	(160)	(237)
Caixa gerado pelas atividades operacionais	1.249	(733)
Fluxo de caixa das atividades de investimentos		
Aquisição de imobilizado e intangível	(1.138)	(704)
Aquisição controlada CEB, líquido de caixa obtido na aquisição	0	(2.415)
Aumento de capital em investidas	(34)	(15)
Concessão serviço público (Ativo contratual)	(2.368)	(2.138)
Adiantamento ou integralização de capital em participações societárias	0	0
Aplicação de títulos e valores mobiliários	(448)	(105)
Resgate de títulos e valores mobiliários	310	32
Resgate de ações	0	0
Outros	0	0
Caixa consumido nas atividades de investimentos	(3.678)	(5.345)
Fluxo de caixa das atividades de financiamentos		
Captação de empréstimos e financiamentos	6.213	7.598
Pagamento dos custos de captação	(45)	(34)
Amortização de principal dos empréstimos e financiamentos	(2.765)	(2.894)
Depósitos em garantias	(3)	0
Obrigações vinculadas as concessões	183	145
Pagamento de principal – Arrendamentos	(22)	(17)
Instrumentos derivativos recebidos, líquidos	201	432
Dividendos e juros sobre capital próprio pagos aos acionista da Neoenergia	(145)	(241)
Dividendos e juros sobre capital próprio pagos aos acionistas não controladores	(40)	(19)
Aumento de capital	0	0
Resgate de ações	0	0
Caixa consumido nas atividades de financiamentos	3.577	4.970
Aumento (redução) de caixa e equivalentes de caixa no exercício	1.148	(1.108)
Caixa e equivalentes no início do período	5.545	5.060
Caixa e equivalentes de caixa no final do período	6.693	3.952



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)

Rio de Janeiro, July 26, 2022 – Neoenergia discloses on this date its 2022 second quarter and half-yearly results (2Q22 and 6M22).



ISE B3

IEE B3



HIGHLIGHTS (R\$ MM) 2Q22	2Q22	2Q21	Δ %	6M22	6M21	Δ %
Net Operating Revenue	9,642	9,529	1%	19,524	18,112	8%
Gross Margin	4,316	3,210	34%	8,496	6,398	33%
Operating Expenses	(965)	(869)	11%	(1,854)	(1,670)	11%
EBITDA	3,226	2,300	40%	6,395	4,584	40%
Financial Income (Loss)	(1,156)	(426)	171%	(2,073)	(808)	157%
Profit assigned to controlling shareholders	1,075	1,002	7%	2,287	2,009	14%
Financial Asset (Concession)	676	338	100%	1,208	661	83%
IFRS 15	298	260	15%	507	661	(23%)
GSF Agreement	-	-	-	-	43	(100%)
Cash EBITDA	2,252	1,702	32%	4,680	3,219	45%



OPERATING INDICATORS						
Distributes Energy (GWh) ⁽¹⁾	16,775	16,663	0.7%	33,601	33,712	(0.3%)
Injected Energy (GWh) ⁽¹⁾	18,822	18,675	0.8%	38,299	38,440	(0.4%)
Number of Customers (thousand) ⁽¹⁾	15,877	15,568	2%			

Financial Debt Indicators	2Q22	2021	Variation
Net Debt ⁽²⁾ /EBITDA ⁽³⁾	2.96	3.12	(0.16)
Corporate Rating (S&P)	AAA	AAA	-

⁽¹⁾ Merely for the purpose of comparison, Neoenergia Brasília considers data between 01/01/21 and 03/01/2021, period prior to its merger.

⁽²⁾ Net Debt of cash and cash equivalents, short-term investments and securities.

⁽³⁾ EBITDA 12 months

Cash EBITDA increased by 32% reaching R\$2.3 billion in the 2Q22, and R\$4.7 billion in the 6M22 (+45% vs. 6M21).

- Injected energy of 18,822 GWh in the 2Q22, +0.8%% vs. 2Q21 and 38,299 GWh in 6M22, in line with 6M21;
- Operating Expenses of R\$965 million in the 2Q22 (+11% vs. 2Q21). In 6M22, with Neoenergia Brasília on a comparable basis, expenses totaled R\$1,806 million (+8% vs. 6M21), absorbing inflation, a higher number of customers, higher headcount and new business;
- EBITDA of R\$3.2 billion in 2Q22 (+40% vs. 2Q21) and R\$6.4 billion in 6M22 (+40% vs. 6M21);
- Net income of R\$1.1 billion in 2Q22 (+7% vs. 2Q21) and R\$2.3 billion in 6M22 (+14% vs. 6M21);
- Capex of R\$4.6 billion in 6M22 (+30% vs. 6M21) due to the progress of the Oitis and Luzia Complex projects, in addition to the expansion of the Distributors' networks;
- Net Debt/EBITDA of 2.96x in 2Q22 (3.12x in 4Q21);
- Total 12-month Losses continue a downward course, retreating in four of the five distributors vs. 1Q22, Neoenergia Elektro and Neoenergia Cosern are still within the regulatory limit, Neoenergia Brasília, with reduction for the 6th consecutive quarter.

2Q22 TELECONFERENCE
 Wednesday, July 27, 2022
Time: 10:00 (BRT) | 9:00 (EST)
(with simultaneous translation into English)
Telephone number for connection: +55 (11) 3181-8565 or +55 (11) 4090-1621
EUA/Canada: (Toll Free) +1 844 204-8942 – (Dial In) +1 412 717-9627
Other countries: +1 412 717-9627 or +55 (11) 3181-8565
Password: Neoenergia
Access to Webcast: <https://choruscall.com.br/neoenergia/2q22.htm>

NEOENERGIA DISCLOSES THE RESULTS FOR THE 2022 SECOND QUARTER AND FIRST HALF (2Q22 AND 6M22) BASED ON MANAGEMENT ANALYSES THAT THE BOARD OF DIRECTORS UNDERSTANDS TO TRANSLATE THE COMPANY'S BUSINESS IN THE BEST MANNER, AND RECONCILED WITH THE INTERNATIONAL FINANCIAL REPORTING STANDARDS (IFRS).

SUMÁRIO

1. OPERATING PERFORMANCE	4
1.1. Networks	4
1.2. Renewables	14
1.3. Liberalized	17
2. ECONOMIC AND FINANCIAL PERFORMANCE	17
2.1. Consolidated	17
2.2. Networks	19
2.3. Renewables	26
2.4. Liberalized	28
3. EBITDA	29
4. FINANCIAL INCOME (LOSS)	29
5. INVESTMENTS	30
5.1. Networks	30
5.2. Renewables	31
5.2.1. Wind Farms	31
5.2.2. Solar Parks	31
5.2.3. Hydroelectric Plants	31
5.3. Liberalized	31
6. INDEBTEDNESS	32
6.1. Debt Situation and Financial Leverage	32
6.2. Debt Amortization Schedule	32
6.3. Debt Profile	33
7. RATING	34
8. CAPITAL MARKET	34
9. ESG	35
10. OTHER MATTERS	38
10.1. Low-Income Customers	38
10.2. Neoenergia Coelba, Neoenergia Pernambuco and Neoenergia Cosern Tariff Resets	38

10.3	Extraordinary Tariff review (“RTE”)	38
2.	RECONCILIATION NOTE	40
	ANNEX I – Renewable Assets under Construction	41
	ANNEX II – Managerial DREs (Statements of Income) by Segment	42
	ANNEX III – Balance Sheet by segment	43
	ANNEX IV – Consolidated Cash Flow	44

1. OPERATING PERFORMANCE

The Neoenergia Group has three segments, which are presented as follows: (i) Networks – distribution and transmission (ii) Renewables – wind, hydroelectric and solar generation and (iii) Liberalized – thermal generation and energy trading.

1.1. Networks

1.1.1. Distributors

1.1.1.1. Number of Consumers

Neoenergia's distributors ended the 2Q22 with 15,9 million active consumers. Compared to the 2Q21, there was an increase of 309 thousand consumers (+2.0%). The table below reflects the number of active consumers at the end of the 2Q22 by distributor.

Number of Consumers (thousand)	2Q22						2Q21						VARIATION					
	Consolidated	NEOENERGIA COELBA	NEOENERGIA PERNAMBUCO	NEOENERGIA COSERN	NEOENERGIA ELEKTRO	NEOENERGIA BRASÍLIA	Consolidated	NEOENERGIA COELBA	NEOENERGIA PERNAMBUCO	NEOENERGIA COSERN	NEOENERGIA ELEKTRO	NEOENERGIA BRASÍLIA	Consolidated	NEOENERGIA COELBA	NEOENERGIA PERNAMBUCO	NEOENERGIA COSERN	NEOENERGIA ELEKTRO	NEOENERGIA BRASÍLIA
Residential	14,049	5,695	3,507	1,352	2,474	1,021	13,739	5,553	3,455	1,323	2,422	987	310	142	52	29	53	33
Industrial	38	11	5	1	20	1	40	13	5	1	20	1	(2)	(2)	(0)	0	(0)	(0)
Commercial	1,090	428	228	109	207	119	1,062	413	226	105	201	117	28	15	2	4	5	1
Rural	533	210	134	52	127	10	561	223	142	55	131	11	(28)	(13)	(8)	(3)	(4)	(0)
Other	168	70	34	27	31	6	165	69	33	26	30	7	3	1	1	1	1	(0)
Total	15,877	6,414	3,907	1,541	2,858	1,157	15,568	6,271	3,860	1,510	2,804	1,123	309	143	47	31	54	34

1.1.1.2. Market Evolution

Distributed energy (captive + free + supply) was 16,775 GWh in the 2Q22 (+0.7% vs. 2Q21) and 33,601 GWh in 6M22, in line with the 6M21.

The values of energy distributed by concessionaire and type of customer are displayed in the table below:

Distributed Energy (GWh)	NEOENERGIA COELBA			NEOENERGIA PERNAMBUCO			NEOENERGIA COSERN			NEOENERGIA ELEKTRO			NEOENERGIA BRASÍLIA			CONSOLIDATED		
	2Q22	2Q21	%	2Q22	2Q21	%	2Q22	2Q21	%	2Q22	2Q21	%	2Q22	2Q21	%	2Q22	2Q21	%
Residential	1,882	1,919	(1.9%)	1,342	1,370	(2.0%)	583	615	(5.2%)	1,230	1,277	(3.7%)	597	620	(3.7%)	5,635	5,800	(2.8%)
Industrial	210	246	(14.6%)	114	122	(6.6%)	52	58	(10.3%)	290	310	(6.5%)	10	16	(37.5%)	676	753	(10.2%)
Commercial	765	705	8.5%	538	517	4.1%	208	206	1.0%	550	502	9.6%	365	362	0.8%	2,426	2,291	5.9%
Rural	568	566	0.4%	113	159	(28.9%)	70	87	(19.5%)	228	300	(24.0%)	39	39	-	1,018	1,150	(11.5%)
Others	645	632	2.1%	475	465	2.2%	153	146	4.8%	328	327	0.3%	338	310	9.0%	1,939	1,879	3.2%
Total Distributed Energy (captive)	4,069	4,068	0.0%	2,583	2,632	(1.9%)	1,065	1,112	(4.2%)	2,626	2,716	(3.3%)	1,350	1,346	0.3%	11,693	11,874	(1.5%)
Free Market + Supply	1,326	1,204	10.1%	965	949	1.7%	355	339	4.7%	2,122	1,957	8.4%	314	340	(7.6%)	5,082	4,788	6.1%
Total Distributed Energy (captive + free market)	5,395	5,272	2.3%	3,548	3,581	(0.9%)	1,420	1,451	(2.1%)	4,748	4,673	1.6%	1,664	1,686	(1.3%)	16,775	16,663	0.7%

Distributed Energy (GWh)	NEOENERGIA COELBA			NEOENERGIA PERNAMBUCO			NEOENERGIA COSERN			NEOENERGIA ELEKTRO			NEOENERGIA BRASILIA			CONSOLIDATED		
	6M22	6M21	%	2021	2020	%	2021	2020	%	2021	2020	%	2021	2020	%	2021	2020	%
Residential	3,850	3,958	(2.7%)	2,776	2,812	(1.3%)	1,212	1,256	(3.5%)	2,644	2,680	(1.3%)	1,196	1,228	(2.6%)	11,677	11,934	(2.2%)
Industrial	414	510	(18.8%)	226	252	(10.3%)	103	122	(15.6%)	574	599	(4.2%)	21	31	(32.3%)	1,338	1,515	(11.7%)
Commercial	1,536	1,475	4.1%	1,085	1,076	0.8%	424	428	(0.9%)	1,148	1,065	7.8%	734	727	1.0%	4,928	4,771	3.3%
Rural	931	1,091	(14.7%)	249	336	(25.9%)	178	216	(17.6%)	467	556	(16.0%)	67	68	(1.5%)	1,891	2,267	(16.6%)
Others	1,284	1,279	0.4%	941	929	1.3%	302	300	0.7%	655	661	(0.9%)	648	599	8.2%	3,830	3,766	1.7%
Total Distributed Energy (captive)	8,014	8,313	(3.6%)	5,278	5,405	(2.3%)	2,219	2,321	(4.4%)	5,488	5,561	(1.3%)	2,666	2,653	0.5%	23,665	24,253	(2.4%)
Free Market + Supply	2,607	2,382	9.4%	1,953	1,928	1.3%	713	681	4.7%	4,090	3,835	6.6%	573	632	(9.3%)	9,936	9,459	5.0%
Total Distributed Energy (captive + free market)	10,621	10,695	(0.7%)	7,231	7,333	(1.4%)	2,932	3,002	(2.3%)	9,578	9,396	1.9%	3,239	3,285	(1.4%)	33,601	33,712	(0.3%)

NOTE: Merely for the effect of comparison, Neoenergia Brasília considers data from 01/01/21 to 03/01/2021, period prior to its merger.

In the 2Q22, residential consumption decreased in all the distributors, consolidating 5,635 GWh, 2.8% lower than that recorded in the 2Q21 and 11,677 GWh in 6M22, -2.2% vs. 6M21, which in addition to other factors, was a consequence of lower temperatures and higher rainfall in good part of the Company's concession area when compared to the same period in the previous year.

Consumption by the captive industrial class decreased by 10.2% in 2Q22 vs. 2Q21, However, when free consumers are included in the performance of this class, one may determine an increase of 3.9% in the 2Q22 and 2.7% in 6M22, explained mainly by the chemical, civil engineering, paper and by-products, food and beverage and packaging industries.

The captive commercial class grew by 5.9% in the 2Q22 vs. 2Q21 and 3.3% in 6M22 vs. 6M21, being worthy of highlight.

The rural class showed a reduction of 11.5% vs. 2Q21, due to the higher volume of rainfall in the distributors Neoenergia Pernambuco, Neoenergia Cosern e Neoenergia Elektro concession areas, which generated lower demand for irrigation. In 6M22, the drop was 16.6% vs. 6M21, with a negative impact on all distributors also due to higher rainfall, which resulted in lower demand for irrigation.

The other classes (public service, public authorities, street lights and own use) amounted to an increase of 3.2% in 2Q22 vs. 2Q21 and 1.7% in 6M22 vs. 6M21, with emphasis on the Public Authorities class.

1.1.1.3. Energy Balance

The energy injected in 2Q22 was 18,822 GWh (+0.8% vs. 2Q21), driven by Neoenergia Coelba and Neoenergia Elektro. In 6M22, the energy injected was 38,299 GWh, in line with 6M21, however still reflecting impacts of lower temperatures and higher rainfall compared to 6M21. It is also worthy of mention that Neoenergia Cosern showed a reduction of -4.2% in 2Q22 vs. 2Q21 and -3.7% in 6M22 vs. 6M21, strongly impacted by the increase in the generation distributed in the concession. Disregarding this effect, the reduction in the half-year is -0.7%. It is important to note that in the April 2023 tariff review, this impact will be considered in the market sizing.

ENERGY BALANCE (GWh)	2Q22	2Q21	2Q22 x 2Q21		6M22	6M21	6M22 x 6M21	
			Diff	%			Diff	%
CONSOLIDATED								
Captive Market	11,693	11,874	(181)	(1.5%)	23,665	24,253	(588)	(2.4%)
Free Market + Supply	5,082	4,788	294	6.1%	9,936	9,459	477	5.0%
Distributed Energy (A)	16,775	16,663	112	0.7%	33,601	33,712	(111)	(0.3%)
Lost Energy (B)	2,396	2,367	29	1.2%	4,819	5,092	(273)	(5.4%)
Non-billed (C)	(349)	(355)	6	(1.7%)	(121)	(364)	243	(66.8%)
Injected Energy (D) = (A) + (B) + (C)	18,822	18,675	147	0.8%	38,299	38,440	(141)	(0.4%)
								
Captive Market	4,069	4,068	1	0.0%	8,014	8,313	(299)	(3.6%)
Free Market + Supply	1,326	1,204	122	10.1%	2,607	2,382	225	9.4%
Distributed Energy (A)	5,395	5,272	123	2.3%	10,621	10,695	(74)	(0.7%)
Lost Energy (B)	965	955	9	1.0%	1,882	2,031	(149)	(7.3%)
Non-billed (C)	(32)	(78)	46	(59.0%)	126	(149)	276	(184.6%)
Injected Energy (D) = (A) + (B) + (C)	6,327	6,149	178	2.9%	12,629	12,576	53	0.4%
								
Captive Market	2,583	2,632	(49)	(1.9%)	5,278	5,405	(127)	(2.3%)
Free Market + Supply	965	949	16	1.7%	1,953	1,928	25	1.3%
Distributed Energy (A)	3,548	3,581	(33)	(0.9%)	7,231	7,333	(102)	(1.4%)
Lost Energy (B)	756	728	27	3.8%	1,543	1,580	(37)	(2.3%)
Non-billed (C)	(86)	(96)	10	(10.4%)	(76)	(131)	55	(42.0%)
Injected Energy (D) = (A) + (B) + (C)	4,218	4,213	4	0.1%	8,698	8,782	(84)	(1.0%)
								
Captive Market	1,065	1,112	(47)	(4.2%)	2,219	2,321	(102)	(4.4%)
Free Market + Supply	355	339	17	4.7%	713	681	32	4.7%
Distributed Energy (A)	1,420	1,451	(31)	(2.1%)	2,932	3,002	(70)	(2.3%)
Lost Energy (B)	134	146	(12)	(8.2%)	289	325	(36)	(11.1%)
Non-billed (C)	(32)	(8)	(24)	300.0%	(72)	(55)	(16)	30.9%
Injected Energy (D) = (A) + (B) + (C)	1,521	1,588	(67)	(4.2%)	3,150	3,272	(122)	(3.7%)

 NEOENERGIA ELEKTRO								
Captive Market	2,626	2,716	(90)	(3.3%)	5,488	5,561	(73)	(1.3%)
Free Market + Supply	2,122	1,957	166	8.4%	4,090	3,835	255	6.6%
Distributed Energy (A)	4,748	4,673	75	1.6%	9,578	9,396	182	1.9%
Lost Energy (B)	307	307	0	-	641	667	(26)	(3.9%)
Non-billed (C)	(181)	(169)	(13)	7.1%	(96)	(40)	(56)	140.0%
Injected Energy (D) = (A) + (B) + (C)	4,874	4,812	62	1.3%	10,123	10,023	100	1.0%

 NEOENERGIA BRASÍLIA								
Captive Market	1,350	1,346	4	0.3%	2,666	2,653	13	0.5%
Free Market + Supply	314	340	(27)	(7.6%)	573	632	(60)	(9.3%)
Distributed Energy (A)	1,664	1,686	(22)	(1.3%)	3,239	3,285	(46)	(1.4%)
Lost Energy (B)	235	231	4	1.7%	464	489	(25)	(5.1%)
Non-billed (C)	(17)	(4)	(14)	325.0%	(4)	12	(16)	(133.3%)
Injected Energy (D) = (A) + (B) + (C)	1,882	1,913	(32)	(1.6%)	3,699	3,787	(88)	(2.3%)

NOTE: Merely for the effect of comparison, Neoenergia Brasília considers data from 01/01/21 to 03/01/2021, period prior to its merger.

1.1.1.4. Losses

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

DISCOS	Losses 12 months (%)														
	Technical Loss					Non-Technical Loss					Total Losses				
	2Q21	3Q21	4Q21	1Q22	2Q22	2Q21	3Q21	4Q21	1Q22	2Q22	2Q21	3Q21	4Q21	1Q22	2Q22
 NEOENERGIA COELBA	10.69%	10.70%	10.63%	10.63%	10.63%	4.16%	4.12%	4.14%	4.49%	4.47%	14.85%	14.82%	14.77%	15.12%	15.09%
 NEOENERGIA PERNAMBUCO	7.89%	8.01%	8.20%	8.38%	8.53%	9.07%	8.73%	8.93%	8.73%	8.61%	16.96%	16.74%	17.13%	17.11%	17.14%
 NEOENERGIA COSERN	8.51%	8.48%	8.39%	8.37%	8.32%	1.04%	1.10%	1.39%	1.27%	0.83%	9.55%	9.58%	9.78%	9.63%	9.14%
 NEOENERGIA ELEKTRO	5.79%	5.92%	5.95%	6.09%	6.02%	0.99%	0.24%	0.59%	0.34%	0.27%	6.78%	6.16%	6.55%	6.43%	6.28%
 NEOENERGIA BRASÍLIA	7.72%	7.63%	7.48%	7.63%	7.77%	6.14%	5.43%	5.25%	5.02%	4.63%	13.86%	13.06%	12.73%	12.65%	12.40%

DISCOS	Total Losses 12 months (GWh)														
	Technical Loss					Non-Technical Loss					Total Losses				
	2Q21	3Q21	4Q21	1Q22	2Q22	2Q21	3Q21	4Q21	1Q22	2Q22	2Q21	3Q21	4Q21	1Q22	2Q22
 NEOENERGIA COELBA	2,656	2,688	2,652	2,640	2,657	1,034	1,034	1,033	1,115	1,116	3,690	3,722	3,685	3,754	3,773
 NEOENERGIA PERNAMBUCO	1,379	1,409	1,446	1,470	1,496	1,585	1,536	1,574	1,531	1,511	2,964	2,945	3,020	3,002	3,007
 NEOENERGIA COSERN	559	565	561	555	546	68	73	93	84	54	627	638	654	639	600
 NEOENERGIA ELEKTRO	1,163	1,196	1,195	1,225	1,214	199	49	119	68	54	1,362	1,245	1,314	1,293	1,268
 NEOENERGIA BRASÍLIA	593	592	577	584	591	473	421	404	384	353	1,066	1,013	981	968	944

NOTE: Due to the fact that the deadline for calculating the loss indicators of March 2022 falls later than the period of disclosure hereof, the data showed are estimated. The 2021 indicators were adjusted for the final calculation.

Total losses continued in a downward trend in the last 12 months and fell in four of the five distributors compared to the 1Q22. Neoenergia continues to seek regulatory levels.

Losses in 2Q22 were affected by ANEEL Normative Resolution 1000/2021, which extended the period of full defense, thus increasing the period between inspection and issuance of the invoice, which increases the unbilled, affecting the loss indicator. This effect is temporary and will carry over into the 12-month view. Furthermore, there is no impact on the Company's Economic Result.

Neoenergia Coelba recorded total losses for 12 months in the 2Q22 of 15.24%, which without the impact of the REN 1000 would be 15.09%, lower than the level of 1Q22, and continues on the track to reach the regulatory level of 14.26%.

At Neoenergia Pernambuco, total losses for 12 months ended the 2Q22 at 17.32%, which without the impact of the REN 1000 would be 17.14%, an increase of 0.03 p.p. vs. 1Q22. Neoenergia Pernambuco continues to seek the regulatory level of 14.95%.

The total 12-month losses at Neoenergia Cosern ended the period at 9.19%, which without the impact of the REN 1000 would be 9.14%, lower than the level of the 1Q22 and thus below the regulatory limit of 10.73%.

Likewise, Neoenergia Elektro ended 2Q22 with losses of 6.34%, which without the impact of REN 1000 would be 6.28%, also below the regulatory limit of 7.99% and below the levels of the 1Q22.

Finally, Neoenergia Brasília recorded a 12-month loss of 12.59%, which without the impact of the REN 1000 would be 12.40%, representing the 6th consecutive quarter of reductions of the indicator, a reflection of the turnaround that has been carried out, and the consequent consolidation of the Neoenergia Group management. The distributor consistently pursues the purpose of bringing the level of losses below its regulatory limit of 11.70%.

In 6M22, anti-loss actions carried out at Neoenergia Coelba, Neoenergia Pernambuco, Neoenergia Cosern and Neoenergia Elektro were as follows:

- i. More than 257 thousand inspections were carried out;
- ii. Replacement of more than 205 thousand obsolete meters by more recent equipment;
- iii. Regularization of more than 46 thousand illegal connections;
- iv. Upgrading of more than 369 thousand street light points in the registry.

At Neoenergia Brasília, the 6M22 actions that follow are worthy of pointing out:

- i. More than 45 thousand inspections were carried out;
- ii. Regularization of more than 7 thousand illegal connections;
- iii. Replacement of more than 12 thousand obsolete meters by more recent equipment.

1.1.1.5. Collection and default

The charts below display the collection rate, which is the ratio between the collection of the last 12 months over past due bills and Neoenergia's 12-month billing,



Note: Neoenergia Brasília's collection rate calculation methodology was adjusted to match that of the other Group distributors.

Based on the charts above, one may note that the levels of collection in the 12-month view remain high, confirming the success of collection actions. The consolidated collection rate was 98.18% in the 2Q22 (0.90 p.p. vs. 1Q22 and 0.82 p.p. above the 2Q21). We notice an improvement to the indicator in 4 of the 5 distributors, both compared to the 1Q22 that had the effect of the lack of water tariff flag, and to the 2Q21 that contemplated the P2 red flag.

AFDA/ ROB		2Q21	3Q21	4Q21	1Q22	2Q22	2Q21 x 2Q22	6M22	6M21	Var.	Regulatory Limit
 NEOENERGIA COELBA	ROB	3,176	3,529	3,757	3,881	3,622	14.04%	7,503	6,322	18.68%	7,503
	AFDA	40	41	42	55	50	25.00%	104	82	27.23%	113
	Default	1.26%	1.16%	1.12%	1.41%	1.38%	0.11 p.p.	1.39%	1.30%	0.09 p.p.	1.50%
 NEOENERGIA PERNAMBUCO	ROB	2,138	2,390	2,606	2,554	2,286	6.92%	4,840	4,301	12.54%	4,840
	AFDA	36	42	57	58	49	36.11%	106	76	39.45%	75
	Default	1.66%	1.77%	2.20%	2.26%	2.13%	0.47 p.p.	2.20%	1.77%	0.42 p.p.	1.55%
 NEOENERGIA COSERN	ROB	845	964	1,028	977	884	4.62%	1,862	1,675	11.12%	1,862
	AFDA	2	3	3	(2)	8	300.00%	6	2	251.29%	10
	Default	0.29%	0.26%	0.30%	(0.21%)	0.92%	0.63 p.p.	0.33%	0.10%	0.22 p.p.	0.55%
 NEOENERGIA ELEKTRO	ROB	2,208	2,425	2,713	2,949	2,417	9.47%	5,366	4,631	15.88%	5,366
	AFDA	20	17	27	23	14	(30.00%)	36	43	(16.51%)	26
	Default	0.91%	0.71%	0.99%	0.77%	0.56%	(0.34 p.p.)	0.68%	0.94%	(0.26 p.p.)	0.48%
 NEOENERGIA BRASÍLIA	ROB	932	1,115	1,246	1,225	1,092	17.17%	2,317	1,837	26.16%	2,317
	AFDA	(54)	(0)	(14)	(1)	2	(103.70%)	1	(22)	(102.33%)	9
	Default	(5.77%)	(0.00%)	(1.16%)	(0.10%)	0.16%	5.92 p.p.	0.02%	(1.19%)	1.21 p.p.	0.40%

NOTE: AFDA considers the accrued amount + restatement, Neoenergia Brasília data prior to 03/02/21 are merely for the effect of comparison.

In the 2Q22, several collection actions were taken in Neoenergia Coelba, Neoenergia Pernambuco, Neoenergia Cosern and Neoenergia Elektro in order to reduce default rates, and consequently improve collection. Among these actions, we should point out:

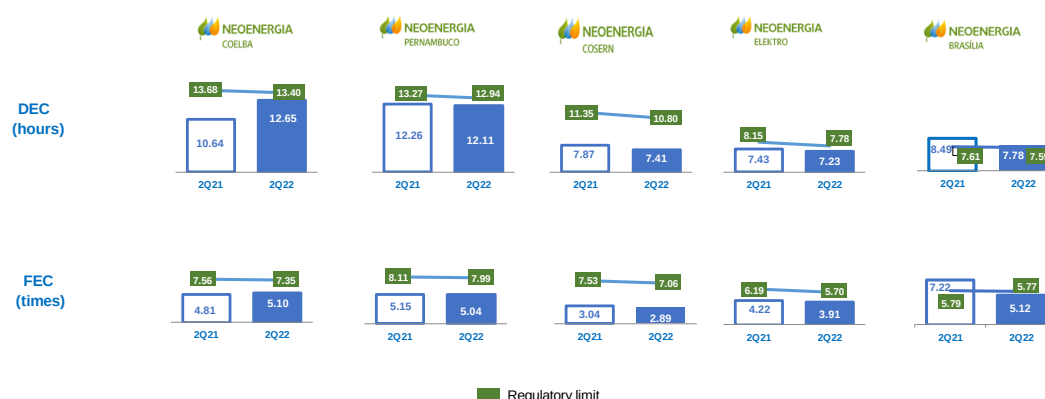
- 391 thousand supply disconnections by means of actions in georeferenced concentrations, mapping the location of customers with the highest rate of default with an aim at optimizing actions;
- Monitoring of 77 thousand customers' facilities that had supply discontinued and did not request the reconnection fee, in order to avoid losses in the process due to fraud or disconnections;
- Negative entries of 3.16 million consumers;
- Outsourced collections by collection advisory services;
- Telephone collections totaling 25.4 million contacts via SMS and IVR;
- E-mail collection amounting to 6.34 million contacts;
- Systematic actions for Large Customers and negotiations with government agencies;
- Use of new technologies with an aim at making available the choice of paying energy bills with a debit card, and also, for customers with two or more overdue bills, allowing payment with credit card;
- Negotiations with 381 thousand consumers by means of the digital platform.

Worthy of highlight are the actions implemented at Neoenergia Brasília during the quarter:

- i. 24 thousand were carried out at commercial and industrial customers' facilities;
- ii. Monitoring of 10 thousand facilities of customers who had supply discontinued and did not request the reconnection fee;
- iii. Negative entries of 303 thousand consumers connected to the SPC, Serasa Experian and Boa Vista;
- iv. Protest of 7 thousand titles with registry offices;
- v. Outsourced collections by collection advisory services;
- vi. 2.1 million collection contacts via SMS and IVR;
- vii. E-mail collections amounting to 556 thousand contacts;
- viii. Systematic actions for Large Customers and negotiations with Government Agencies by means of the parameterization of the collection process;
- ix. Use of new Technologies with the purpose of making available the choice to pay energy bills with debit cards and also, for customers with two or more overdue bills, payment by credit card;
- x. Negotiations with 6 thousand consumers by means of the digital platform.

1.1.1.6. DEC and FEC (12 months)

The quality of energy supply is mainly verified by the indicators DEC - Equivalent Interruption Duration per Consumer, and FEC - Equivalent Interruption Frequency per Consumer, which measure faults in the distribution network. Neoenergia Coelba, Neoenergia Pernambuco, Neoenergia Cosern and Neoenergia Elektro are below the regulatory limit, both for DEC and FEC. Neoenergia Brasília on its turn has been qualified in FEC since the 1Q22. It is worth remembering that in the business plan for the acquisition this indicator was expected to be qualified until 2023. Neoenergia Coelba remains below the regulatory limit even with the occasional worsening of the indicators compared to the same period of the previous year, due to heavy rains in 2022.



NOTE: The indicators are 12-month view without supplier. Due to the fact that the deadline for calculating the quality indicators of March 2022 falls later than the period of disclosure hereof, the data showed are estimated. The 2021 indicators were adjusted for the final calculation.

1.1.2. Transmission lines

1.1.2.1. Transmission assets in operation

In the 2Q22, nine transmission assets were operating (Afluentes T, Narandiba, Potiguar Sul, Atibaia, Biguaçu, Sobral, Dourados, Jalapão and Santa Luzia).

Auction	Lot	Name	Location	Extension (Km)	Substation	RAP ² (R\$ MN)	Operation Start	Line Availability Rate (%)			
								2019	2020	2021	2022
-	-	Afluentes T	BA	489	3 substations	68	1990	99.88	99.97	99.96	99.99
Auction Jun' 08	E	Narandiba ¹	BA	-	1 substation	16	Jun' 11	99.94	99.97	99.99	99.99
Auction Jun' 11	G	Extremoz II ¹		-	1 substation	5	Sep' 14	100.00	100.00	99.99	99.99
Auction May' 12	D	Brumado II ¹	RN	-	1 substation	5	Jul' 15	99.94	99.97	99.99	99.99
Auction Jan' 13	G	Potiguar Sul	RN/PB	190	-	32	Nov' 16	99.68	99.93	100.00	100.00
Auction Abr' 17	4	Dourados	MS	581	1 substation	89	Aug' 21	-	-	100.00	100.00
	20	Atibaia	SP	-	1 substation	18	Dez' 19	-	99.99	100.00	100.00
	22	Biguaçu	SC	-	1 substation	18	Jul' 20	-	100.00	100.00	100.00
	27	Sobral	CE	-	1 substation	16	Jan' 20	-	100.00	100.00	99.99
Auction Abr' 17	6	Santa Luzia	CE/PB	345	1 substation	76	Mar' 23	-	-	100.00	100.00
	4	Jalapão	BA/TO/PI/MA	728	-	167	Mar' 23	-	-	-	100.00

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

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

² RAP ratified (2022-2023 Cycle).

The limit set out by the National System Operator (ONS) stipulates availability between 95% and 98% as normal. This indicator guides the quality of service assessed by ANEEL based on the availability of the transmission system. In the last three years, the group's transmission lines have been available above the upper limit defined by ONS.

1.1.2.2. Environmental Licenses and Evolution of Transmission Assets Construction

Transmission Projects Status					LICENSES			RAP (1)	CAPEX	Entry in	End of
					LP	LI	LO	R\$ (MN)	Anel R\$ (MN)	Operation (Anel)	Concession
Auction Dec'2018	Lot 2	Guanabara	77%		✓	✓	▲	149	1,331	Mar'24	Mar'49
	Lot 3	Itabapoana	68%		✓	✓	▲	88	754	Mar'24	Mar'49
	Lot 1	Vale do Itajaí	39%		✓	■	▲	247	2,792	Mar'24	Mar'49
	Lot 14	Lagoa dos Patos	50%		■	■	●	154	1,215	Mar'24	Mar'49
Auction Dec'2019	Lot 9	Rio Formoso	83%		✓	✓	▲	22	303	Mar'24	Mar'49
Auction Dec'2020	Lot 2	Morro do Chapéu	5%		✓	●	▲	192	1,997	Mar'26	Mar'51
Auction Dec'2021	Lot 4	Estreito	8%		N/A	N/A	N/A	41	661	Mar'26	Mar'52
Auction Jun'2022	Lot 2	TBD	0%		▲	▲	▲	360	4,938	Sept'27	Sept'52
	Lot 11	TBD	0%		▲	▲	▲	38	499	Sept'26	Sept'52

(1) RAP 2022/2023 cycle,

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

LP = Preliminary License

LI = Installation License

LO = Operational License

NOTE: Evolution as of June 30, 2022.

Status of the construction projects of the transmission lots, below:

December/2018 auction:

- Lot 1 (Vale do Itajaí) – Installation Licenses (ILs) granted for all substation and transmission lines. Works started, except for section 1.
- Lot 2 (Guanabara) – IL and ASV issued for substations and transmission lines with works in progress.
- Lot 3 (Itabapoana) – IL and ASV issued. Work in progress.
- Lot 14 (Lagoa dos Patos) – Final phase of commissioning for the two substations (SE Marmeleiros-2 and SE Livramento-3). IL for SE Santa Maria 3 granted and works started. PL granted for section 6 (TL Siderópolis 2 – Forquilha), Works of TL Sta. Maria – Livramento and TL Povo Novo – Guaíba 3 in progress. PL for the section Capivari do Sul - Siderópolis 2, corresponding to 36% of the RAP of the lot, still pending.

December/2019 auction:

- Lot 9 (Rio Formoso) – Works in progress. Start of operation expected for 2022.

December/2020 auction:

- Lot 2 (Morro do Chapéu) – PLs issued for all sections; 100% of Capex already contracted.

December/2021 auction:

- Concession agreement entered into on 03/30/22. Request for exemption from licensing granted by the environmental agency, and IPHAN's consent pending.

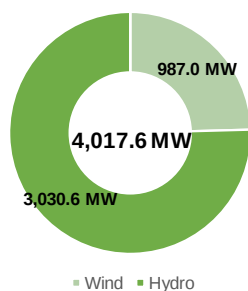
June/2022 auction:

- In Transmission auction nº 01/2022, Neoenergia won lots 2 and 11:
 - Lot 2: installation of 1,707 km of transmission lines, in addition to the implementation of a new 500kV substation located in the states of Minas Gerais and São Paulo. The lot will have a RAP of R\$ 360 million.
 - Lot 11: installation of 291 km of transmission lines, in addition to the implementation of a 230kV substation with 230/138 kV transformation, located in the state of Mato Grosso do Sul. The lot will have a RAP of R\$38 million.

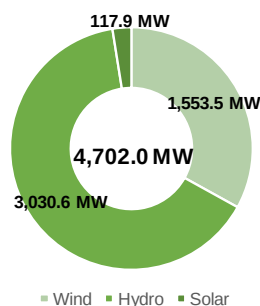
1.2. Renewables

The assets in operation and under construction amount to 44 wind farms, 7 hydroelectric plants and 2 solar parks.

Actual Installed Capacity



Capacity Installed at the end of 2022



1.2.1. Wind Farms

The Company ended the 2Q22 with 32 wind farms in operation, with installed capacity of 987 MW.

The Wind asset portfolio will amount to 1,6 GW at the end of 2022, of which 51% will be traded in the Regulated Contracting Environment (ACR) and 49% in the Free Contracting Environment (ACL), in line with the Company's positioning strategy in the liberalization of the Brazilian energy market.

Wind in Operation	Neoenergia Share (Direct and Indirect)	State	Location	Installed Capacity (MW)	Assured Energy (MW)	End of Concession
EOL Caetitê 1	100%	BA	Caetitê	30.0	13.0	10/28/2042
EOL Caetitê 2	100%	BA	Caetitê	30.0	14.7	2/6/2046
EOL Caetitê 3	100%	BA	Caetitê	30.0	11.2	2/23/2046
EOL Calango 1	100%	RN	Bodó e Santana do Mato	30.0	13.9	4/27/2046
EOL Calango 3	100%	RN	Bodó, Santana do Mato e Lagoa Nova	30.0	13.9	5/29/2046
EOL Rio do Fogo (ENERBRASIL)	100%	RN	Rio do Fogo	49.3	17.9	12/18/2031
EOL Arizona 1	100%	RN	Rio do Fogo	28.0	12.9	3/3/2046
EOL Mel 2	100%	RN	Areia Branca	20.0	8.8	2/27/2046
EOL Calango 6	100%	RN	Bodó e Cerro Corá	30.0	18.5	11/19/2049
EOL Santana 1	100%	RN	Bodó, Lagoa Nova e Cerro Corá	30.0	17.3	11/13/2049
EOL Santana 2	100%	RN	Bodó e Lagoa Nova	24.0	13.1	11/13/2049
EOL Calango 2	100%	RN	Bodó	30.0	12.8	5/8/2046
EOL Calango 4	100%	RN	Bodó	30.0	13.5	5/18/2046
EOL Calango 5	100%	RN	Bodó	30.0	13.7	6/1/2046
EOL Canoas	100%	PB	São José do Sabugi e Junco do Seridó	31.5	17.7	8/3/2050
EOL Lagoa 2	100%	PB	São José do Sabugi e Santa Luzia	31.5	17.5	8/3/2050
EOL Lagoa 1	100%	PB	São José do Sabugi e Santa Luzia	31.5	18.7	8/3/2050
CHAFARIZ 1	100%	PB	Santa Luzia	34.7	18.2	6/20/2053
CHAFARIZ 2	100%	PB	Santa Luzia	34.7	17.4	6/20/2053
CHAFARIZ 3	100%	PB	Santa Luzia	34.7	18.2	6/20/2053
CHAFARIZ 4	100%	PB	Santa Luzia e Areia de Baraúnas	34.7	17.8	2/4/2054
CHAFARIZ 5	100%	PB	Santa Luzia	34.7	16.6	2/4/2054
CHAFARIZ 6	100%	PB	Santa Luzia	31.2	15.2	6/20/2053
CHAFARIZ 7	100%	PB	Santa Luzia	34.7	18.3	6/20/2053
LAGOA 3	100%	PB	São José do Sabugi	34.7	17.2	6/25/2053
LAGOA 4	100%	PB	São José do Sabugi e Santa Luzia	20.8	10.2	6/25/2053
CANOAS 2	100%	PB	São José do Sabugi e Santa Luzia	34.7	16.3	6/25/2053
CANOAS 3	100%	PB	São José do Sabugi e Santa Luzia	34.7	16.8	2/4/2054
CANOAS 4	100%	PB	São José do Sabugi	34.7	16.5	6/25/2053
VENTOS DE ARAPUÁ 1	100%	PB	Areia de Baraúnas	24.3	11.6	2/4/2054
VENTOS DE ARAPUÁ 2	100%	PB	Areia de Baraúnas, São Mamede e Santa Luzia	34.7	17.2	2/4/2054
VENTOS DE ARAPUÁ 3	100%	PB	Areia de Baraúnas e São Mamede	13.9	5.8	2/4/2054

In the 2Q22 wind energy generated was 917 GWh, 123.77% above that of the 2Q21, while in the year generation was 1,427 GWh, +76.89% in excess of 6M21, mainly due to the start of operation of the Chafariz Complex (471 MW) in the second half of 2021. Availability in the quarter was above 97%, as scheduled.

1.2.1.1. Evolution of Wind farms and solar parks construction

Physical Progress		LICENSES		
		LP	LI	LO
Oitis Wind Complex		✓	✓	■
Luzia Solar Complex		✓	✓	■
Completed	✓	LP = Prior License LI = Installation License LO = Operational License		
Parcialmente Concluída	■			
In Progress	●			
To be started	▲			

All wind farms of the Oitis Complex were granted an installation license between November and December 2020, allowing thus the beginning of the procedures for mobilizing the works of the Complex. In February 2022, all 103-windmill foundations were completed, and in June 2022 they started operation one month ahead of the time anticipated in the business plan. Currently 126MW are in operation (commercial and under test). In all, there will be 103 windmills of the GE 158 model, with a unit capacity of 5,5 MW, one of the most modern and efficient in the global market. OLs have already been issued for 10 of the 12 farms in the complex, and the forecast is that the whole complex will start operating in the second half of 2022.

In December 2020, Neoenergia announced the Luzia solar project, in Paraíba, which comprises 149MWdc, and 118MW of installed capacity. All of its energy will be commercialized in the ACL, and 100% is already sold until 2026. The project has high synergy with the Chafariz Complex and the Santa Luzia TL. On May 31, 2021 the park started generating in the form of test operation. Currently 50 MWdc are already in commercial operation. The start of operation is in line with the business plan, and the full commercial operation will take place over the second half of 2022.

1.2.2. Hydroelectric Plants

Neoenergia has a stake in 7 hydroelectric plants (with direct and indirect participation): Itapebi, Corumbá, Baguari, Dardanelos, Teles Pires, Baixo Iguaçu and Belo Monte.

Hydro Plants in Operation	Neoenergia Share (Direct and Indirect)	State	Location	Installed Capacity (MW)	Assured Energy (MW)	Date of Concession	End of Concession
						Authorization	
UHE Itapebi	100%	BA	Rio Jequitinhonha	462.0	209.1	5/28/1999	5/15/2039
UHE Corumbá III	70%	GO	Rio Corumbá	96.5	49.3	11/7/2001	4/22/2040
UHE Baguari I	51%	MG	Rio Doce	140.0	84.7	8/15/2006	3/19/2046
UHE Dardanelos - Águas da Pedra	51%	MT	Rio Aripuanã	261.0	154.9	7/3/2007	11/19/2048
Teles Pires	51%	MT / PA	Rio Teles Pires	1,819.8	930.7	6/7/2011	1/28/2047
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 authorized an extension for the periods of the grant of hydroelectric plants participating in the Energy Relocation Mechanism – MRE.

1.3. Liberalized

1.3.1. Termopernambuco

Termopernambuco is a thermal plant participating in the PPT (Priority Thermal Program). It holds PPAs with Neoenergia Coelba (65MW) and Neoenergia Pernambuco (390MW) expiring in 2024, which guarantee the plant's revenue. It has an installed capacity of 533 MW and assured energy of 504 MW. It is worthy of note that Termopernambuco was the winner of the Capacity Reserve Auction of December 2021, where all its available capacity of 498 MW was sold at the power price of R\$ 487,412,70 MW/year, with supply starting in July 1, 2026, ensuring a fixed power revenue of R\$207 million per year. The contract is valid for 15 years.

In the 2Q22, Termopernambuco had no generation due to the lack of gas supply, effect of which on Termopernambuco's results is offset by the purchase of energy to meet its sales contracts at a Spot Price lower than the unit variable cost.

2. ECONOMIC AND FINANCIAL PERFORMANCE

2.1. Consolidated

CONSOLIDATED STATEMENT OF INCOME (R\$ MN)	2Q22	2Q21	Variation		6M22	6M21	Variation	
			R\$	%			R\$	%
Net Operating Revenue ⁽¹⁾	9,642	9,529	113	1%	19,524	18,112	1,412	8%
Costs with Energy ⁽²⁾	(6,002)	(6,657)	655	(10%)	(12,236)	(12,375)	139	(1%)
Gross Margin w/out Concession Financial Assets	3,640	2,872	768	27%	7,288	5,737	1,551	27%
Concession Financial Assets (VNR)	676	338	338	100%	1,208	661	547	83%
GROSS MARGIN	4,316	3,210	1,106	34%	8,496	6,398	2,098	33%
Operating Expenses	(965)	(869)	(96)	11%	(1,854)	(1,670)	(184)	11%
Provision for Doubtful Receivables (PECLD)	(128)	(33)	(95)	288%	(258)	(146)	(112)	77%
(+) Equity Accounting	3	(8)	11	(138%)	11	2	9	450%
EBITDA	3,226	2,300	926	40%	6,395	4,584	1,811	40%
Depreciation	(537)	(514)	(23)	4%	(1,064)	(947)	(117)	12%
Financial Income (Loss)	(1,156)	(426)	(730)	171%	(2,073)	(808)	(1,265)	157%
IR/CS	(440)	(315)	(125)	40%	(927)	(745)	(182)	24%
Minority shareholdings	(18)	(43)	25	(58%)	(44)	(75)	31	(41%)
NET INCOME	1,075	1,002	73	7%	2,287	2,009	278	14%

⁽¹⁾ Considers Construction Revenue

⁽²⁾ Considers Construction Costs

As expressed in Technical Guideline CPC 08, the recognition and measurement of the variations between the non-manageable costs actually incurred compared to the approved tariffs are always classified in the Operating Revenue line as Amounts Receivable/Returnable of Parcel A and Other Financial Items, Considering that a large portion of Parcel A is recorded as energy cost, the isolated analysis of variations in revenue and cost may lead to distortions in the interpretation of the result for the period. Accordingly, the Company believes it is more appropriate to explain the variations in the result based on Gross Margin.

Neoenergia ended the 2Q22 with Gross Margin of R\$ 4,316 million, +34% vs. 2Q21, driven by the effects of (i) the 2022 Tariff Resets of Neoenergia Coelba, Neoenergia Pernambuco and Neoenergia Cosern effective as of the end of April/22 (variation of Parcel B: +14.14%, +14.82% and +14.75% respectively); (ii) the 2021 Tariff Reset of Neoenergia Elektro with a variation of Parcel B of +32.49%, (iii) the Tariff Review of Neoenergia Brasília of October

2021; (iv) higher Concession Financial Assets (+R\$338 million vs. 2Q21); (v) better result of transmission; (vi) better result of wind businesses due to the start of operation of the Chafariz Wind Complex and (vii) higher margin of Termopernambuco.

In the half year, Gross Margin was R\$8,496 million (+33% vs. 6M21), driven by the effects of (i) the 2022 Tariff Resets of Neoenergia Coelba, Neoenergia Pernambuco and Neoenergia Cosern effective as of the end of April/22 (variation of parcel B: +14.14%, +14.82% and +14.75% respectively); (ii) the 2021 Tariff Resets of Neoenergia Coelba, Neoenergia Cosern and Neoenergia Elektro (variation of parcel B: +29.90%, +30.63% and +32.49% respectively); (iii) the 2021 Tariff reviews of Neoenergia Pernambuco (+8.99%) and Neoenergia Brasília (+11.10%); (iv) higher Concession Financial Assets (+R\$547 million vs. 6M21); (v) better result of the wind businesses due to the start of operation of the Chafariz Wind Complex and (vi) higher margin of Termopernambuco.

Operating expenses amounted to R\$965 million in the 2Q22, +11% vs. 2Q21, below the 12-month IPCA that was 12%. Disregarding the amounts of Neoenergia Brasília in January and February 2022, expenses amounted to R\$1.806 million in 6M22 (+8% vs. 6M21), absorbing inflation, the higher number of customers, higher headcount and new businesses (start of operation of the transmission projects – sections four and five of Dourados, Santa Luzia, Jalapão, and the Chafariz Wind Power Complex).

AFDA for the quarter was R\$128 million, +R\$95 million vs. 2Q21. Disregarding the +R\$62 million of Neoenergia Distribuição Brasília in the 2Q21, the variation would have been R\$33 million. In 6M22, AFDA was R\$258 million, +R\$50 million vs. 6M21, already considering the non-recurring effect of Brasília. The quarterly and year-to-date increase is explained by greater gross billing.

Equity in the 2Q22 was +R\$3 million vs. -R\$8 million in the 2Q21 and in 6M22 it was +R\$11 million vs. +R\$2 million in 6M21.

As a result of the abovementioned effects, EBITDA was R\$3,226 million in the 2Q22 (+40% vs. 2Q21), and R\$6,395 million in 6M22 (+40% vs. 6M21), due to the 2021 and 2022 Tariff Resets and Tariff Reviews, higher Concession Financial Assets, maintenance of cost efficiency and discipline, greater margin of Termopernambuco, as well as the start of operation of the Chafariz Wind Complex, which added R\$99 million to EBITDA in the second quarter and R\$172 million in the half year.

The Financial Result was -R\$1,156 million in the quarter, worse by R\$730 million vs. 2Q21. In 6M22 in turn, it was -R\$ 2,073 million, worse by R\$1,265 million vs. 6M21. This increase is explained mainly by higher expenses with debt charges, higher CDI, as well as the increase to the average balance of the debt due to funding used for the Capex of new transmission, wind and solar projects, in addition to Distributors.

Net income ended the quarter at R\$1,075 million, (+7% vs. 2Q21), and the 6M22 at R\$2,287 million (+14% vs. 6M21).

2.2. Networks

The result of the Networks segment contemplates both, the performance of the distributors and that of transmission assets.

NETWORKS STATEMENT OF INCOME (R\$ MN)	2Q22	2Q21	Variation		6M22	6M21	Variation	
			R\$	%			R\$	%
Net Revenue	9,298	9,282	16	0%	18,839	17,570	1,269	7%
Costs with energy	(6,268)	(6,783)	515	(8%)	(12,735)	(12,628)	(107)	1%
Gross Margin w/out Concession Financial Assets	3,030	2,499	531	21%	6,104	4,942	1,162	24%
Concession Financial Assets (VNR)	676	338	338	100%	1,208	661	547	83%
Gross Margin	3,706	2,837	869	31%	7,312	5,603	1,709	31%
Operating Expenses	(799)	(720)	(79)	11%	(1,558)	(1,372)	(186)	14%
Provision for Doubtful Receivables (PECL)	(125)	(33)	(92)	279%	(255)	(146)	(109)	75%
EBITDA	2,782	2,084	698	33%	5,499	4,085	1,414	35%
Depreciation	(402)	(407)	5	(1%)	(786)	(732)	(54)	7%
Financial Income (Loss)	(878)	(327)	(551)	169%	(1,564)	(641)	(923)	144%
IR CS	(384)	(289)	(95)	33%	(803)	(670)	(133)	20%
NET INCOME	1,118	1,061	57	5%	2,346	2,042	304	15%

The Networks segment ended the 2Q22 with a Gross Margin of R\$3,706 million, +31% vs. 2Q21, driven by the effects (i) of the 2022 Tariff Resets of Neoenergia Coelba, Neoenergia Pernambuco and Neoenergia Cosern in effect as of April/22 (variation of parcel B: +14.14%, +14.82% and +14.75% respectively); and (ii) the Tariff Reset of Neoenergia with variation of parcel B of + 32.49% (iii) Tariff Review of Neoenergia Brasília in October 2021; (iv) higher Concession Financial Assets (+R\$338 million vs. 2Q21); and (v) better result in transmission.

In the half year, Gross Margin was R\$7,312 million (+31% vs. 6M21), explained by the effects of (i) the 2022 Tariff Resets of Neoenergia Coelba, Neoenergia Pernambuco and Neoenergia Cosern effective as from the end of April/22 (variation of parcel B: +14.14%, +14.82% and +14.75% respectively); (ii) the 2021 Tariff Resets of Neoenergia Coelba, Neoenergia Cosern and Neoenergia Elektro (variation of parcel B: +29.90%, +30.63% and +32.49% respectively); (iii) the 2021 Tariff Reviews of Neoenergia Pernambuco (+8.99%) and Neoenergia Brasília (+11.10%) and (iv) the higher Concession Financial Assets (+ R\$547 million vs. 6M21).

Operating expenses amounted to R\$799 million in the 2Q22, +11% vs. 2Q21, below the 12-month IPCA that was 12%. Disregarding the amounts of Neoenergia Brasília in January and February 2022, expenses amounted to R\$1.510 million in 6M22 (+10% vs. 6M21), absorbing inflation, the higher number of customers, higher headcount and new businesses (start of operation of the transmission projects of Santa Luzia, Jalapão, and sections four and five of Dourados).

AFDA was R\$125 million in the quarter, +R\$92 million vs. 2Q21. Disregarding the +R\$62 million of Neoenergia Distribuição Brasília in the 2Q21, the variation would have been R\$30 million. In 6M22, AFDA was R\$ 255 million, greater by R\$ 47 million vs. 6M21, already disregarding the non-recurring effect of Brasília. The increase for the quarter and year-to-date is explained by the higher volume of gross billing.

As a result of the aforementioned effects, EBITDA amounted to R\$ 2,782 million in the 2Q22 (+33% vs. 2Q21), and R\$5,499 million in 6M22 (+35% vs. 6M21) due to the 2022 and 2021 Tariff Resets and the 2021 Tariff Reviews, higher Concession Financial Assets and cost discipline.

S/I TRANSMISSION (R\$ MM)	2Q22	2Q21	Variation		6M22	6M21	Variation	
			R\$	%			R\$	%
Net Revenue	973	816	157	19%	1,659	1,617	42	3%
Cosntruction Costs	(549)	(505)	(44)	9%	(904)	(861)	(43)	5%
Gross Margin	424	311	113	36%	755	756	(1)	(0%)
Operating Expenses	(48)	(16)	(32)	200%	(74)	(29)	(45)	155%
Contingencies	-	-	-	-	-	(1)	1	(100%)
EBITDA	376	295	81	27%	681	726	(45)	(6%)
Financial Income (Loss)	(136)	(55)	(81)	147%	(233)	(153)	(80)	52%
IR CS	(62)	(78)	16	(21%)	(124)	(186)	62	(33%)
NET INCOME	178	162	16	10%	324	387	(63)	(16%)
IFRS15	298	260	38	15%	507	661	(154)	(23%)

Transmission companies showed a Gross Margin of R\$424 million in the quarter (+36% vs. 2Q21), based on higher financial update revenue of transmission due to the higher balance of contractual assets, and of R\$755 million in 6M22, in line with the 6M21.

Operating expenses totaled R\$48 million in the 2Q22, R\$32 million in excess of that of the same period of the previous year, of which R\$12 million was a one-time expense related to studies for the June 2022 auction, due to higher personnel costs as a result of the start of operation of the December 2017 auction lots, and the completion of the deliveries of the April 2017 lots (Dourados). Year-to-date, expenses amounted to R\$74 million (+R\$45 million vs. 6M21), for the same reasons as in the quarter.

Transmission EBITDA ended the quarter at R\$376 million (+27% vs. 2Q21) and the first half of the year at R\$681 million (-6% vs. 6M21). Cash EBITDA for the quarter was R\$78 million (+123% vs. 2Q21) and R\$174 million for the first half (+168% vs. 6M21), as a result of the deliveries of the lots of April and December 2017 auctions.

The use of IFRS15 had an impact of R\$298 million on EBITDA in the quarter (+R\$38 million vs. 2Q21), and in the year-to-date the impact was of R\$507 million (-R\$154 million vs. 6M21), due to the lower actual Capex.

As to Net Income, it was R\$178 million in the 2Q22 (+R\$16 million vs. 2Q21) and R\$324 million in 6M22 (-R\$63 million vs. 6M21).

2.2.1. NEOENERGIA COELBA

STATEMENT OF INCOME (R\$ MN)	2Q22	2Q21	Variation		2022	2021	Variation	
			R\$	%			R\$	%
Net Revenue	3,191	3,179	12	0%	6,548	6,114	434	7%
Costs with Energy	(1,996)	(2,136)	140	(7%)	(4,150)	(4,205)	55	(1%)
Gross Margin w/out Concession Financial Assets	1,195	1,043	152	15%	2,398	1,909	489	26%
Concession Financial Assets (VNR)	314	120	194	162%	585	284	301	106%
Gross Margin	1,509	1,163	346	30%	2,983	2,193	790	36%
Operating Expenses	(329)	(307)	(22)	7%	(634)	(591)	(43)	7%
Provision for Doubtful Receivables (PECLD)	(47)	(38)	(9)	24%	(104)	(79)	(25)	32%
EBITDA	1,133	818	315	39%	2,245	1,523	722	47%
Depreciation	(183)	(167)	(16)	10%	(356)	(318)	(38)	12%
Financial Income (Loss)	(347)	(162)	(185)	114%	(632)	(275)	(357)	130%
IR CS	(136)	(69)	(67)	97%	(272)	(173)	(99)	57%
NET INCOME	467	420	47	11%	985	757	228	30%

Neoenergia Coelba ended the 2Q22 with a Gross Margin of R\$1,509 million (+30% vs. 2Q21) driven by the variation in portion B of +14.14% in April/22, due to higher Concession Financial Assets, given the higher IPCA in the period. In the year-to-date, the Gross Margin was 36% higher when compared to 6M21 due to the variation of parcel B +14.14% in April/22 and +29.9% in April/21, in addition to higher Concession Financial Assets and increase in customer base.

Operating expenses were R\$329 million in 2Q22 (+7% vs. 2Q21) and R\$634 million in 6M22 (+7% vs. 6M21), absorbing the period's 12% inflation, customer-base growth and the insourcing of operational activities.

In the quarter, AFDA was R\$47 million, +R\$9 million vs. 2Q21 and YTD was R\$104 million, +R\$25 million, reflecting higher gross sales.

As a result of the abovementioned variations, EBITDA in 2Q22 was R\$1,133 million, an increase of 39% vs. 2Q21. Year-to-date, EBITDA was R\$2,245 million, +47% vs. 6M21.

Net Income was R\$467 million in 2Q22 (+11% vs. 2Q21) and R\$985 million in 6M22 (+30% vs. 6M21).

2.2.2. NEOENERGIA PERNAMBUCO

STATEMENT OF INCOME (R\$ MN)	2Q22	2Q21	Variation		2022	2021	Variation	
			R\$	%			R\$	%
Net Revenue	1,798	1,911	(113)	(6%)	3,668	3,684	(16)	(0%)
Energy costs	(1,349)	(1,485)	136	(9%)	(2,729)	(2,836)	107	(4%)
Gross Margin w/out Concession Financial Assets	449	426	23	5%	939	848	91	11%
Concession Financial Assets (VNR)	95	142	(47)	(33%)	198	204	(6)	(3%)
Gross Margin	544	568	(24)	(4%)	1,137	1,052	85	8%
Operating Expenses	(174)	(157)	(17)	11%	(345)	(315)	(30)	10%
Provision for Doubtful Receivables (PECLD)	(41)	(32)	(9)	28%	(98)	(75)	(23)	31%
EBITDA	329	379	(50)	(13%)	694	662	32	5%
Depreciation	(87)	(89)	2	(2%)	(173)	(165)	(8)	5%
Financial Income (Loss)	(211)	(77)	(134)	174%	(368)	(150)	(218)	145%
IR CS	(17)	(56)	39	(70%)	(56)	(90)	34	(38%)
NET INCOME	14	157	(143)	(91%)	97	257	(160)	(62%)

Neoenergia Pernambuco ended 2Q22 with a Gross Margin of R\$ 544 million (-4% vs. 2Q21), given that despite the variation in Portion B of +14.82% in April/22, which caused Gross Margin to increase without Concession Financial Assets; the one-off adjustment of Concession Financial Assets in the 2Q21 due to the tariff review of R\$114 million mitigates the impact. Year-to-date, the Gross Margin stood at R\$1,137 million (+8% vs. 6M21) driven by the variation of parcel B of +14.82% in April/22, and by the tariff review of April 2021.

Operating expenses amounted to R\$174 million in the 2Q22 (+11% vs. 2Q21) and R\$345 million in 6M22 (+10% vs. 6M21), absorbing the period's 12% inflation, customer growth and higher headcount, confirming cost discipline,

In the quarter, AFDA amounted to R\$41 million, R\$9 million in excess of that of the 2Q21, and R\$98 million in the year-to-date, R\$23 million in excess of that of 6M21, due to higher gross billing. It is worth mentioning the reduction in the default ratio (AFDA/ROB) in the 2Q22 to 2.13%, when compared to the 2.26% of the 1Q22.

As a result of the variations mentioned above, EBITDA in the quarter was R\$329 million, -13% vs. 2Q21. In the year-to-date, EBITDA ended at R\$694 million, +5% vs. 6M21.

Net Income was R\$14 million in the 2Q22 (-R\$143 million vs. 2Q21) and R\$97 million in 6M22 (-R\$160 million vs. 6M21).

2.2.3. NEOENERGIA COSERN

STATEMENT OF INCOME (R\$ MN)	2Q22	2Q21	Variation		2022	2021	Variation	
			R\$	%			R\$	%
Net Revenue	812	811	1	0%	1,618	1,520	98	6%
Costs with Energy	(538)	(580)	42	(7%)	(1,096)	(1,090)	(6)	1%
Gross Margin w/out Concession Financial Assets	274	231	43	19%	522	430	92	21%
Concession Financial Assets (VNR)	49	26	23	88%	103	59	44	75%
Gross Margin	323	257	66	26%	625	489	136	28%
Operating Expenses	(63)	(59)	(4)	7%	(122)	(115)	(7)	6%
Provision for Doubtful Receivables (PECLD)	(8)	(3)	(5)	167%	(6)	(2)	(4)	200%
EBITDA	252	195	57	29%	497	372	125	34%
Depreciation	(37)	(32)	(5)	16%	(70)	(60)	(10)	17%
Financial Income (Loss)	(47)	(7)	(40)	571%	(82)	(13)	(69)	531%
IR CS	(34)	(20)	(14)	70%	(69)	(51)	(18)	35%
NET INCOME	134	136	(2)	(1%)	276	248	28	11%

Neoenergia Cosern ended the 2Q22 with a Gross Margin of R\$323 million (+26% vs. 2Q21), driven by the variation in parcel B of +14.75% in April/22 and by the higher Concession Financial Assets (+R\$23 million vs. 2Q21), given the higher IPCA in the period. In the year-to-date, the Gross Margin was R\$ 625 million (+28% vs. 6M21), due to the variation of parcel B of +14.75% in April/22 and of +30.63% in April/21, in addition to higher Concession Financial Assets and the increase in customer base.

Operating expenses amounted to R\$63 million in the 2Q22 (+7% vs. 2Q21) and R\$122 million in 6M22 (+6% vs. 6M21), absorbing the period's 12% inflation, customer-base growth and the highest headcount, confirming cost discipline.

In the 2Q22, AFDA amounted to R\$8 million, +R\$5 million vs. 2Q21, and in 6M22 it was R\$6 million, +R\$4 million compared to the same period of 2021, due to higher revenue in the year-to-date.

As a result of the variations mentioned above, EBITDA for the quarter was R\$252 million (+29% vs. 2Q21) and in the half year it was R\$497 million (+34% vs. 6M21).

Net Income was R\$134 million in the 2Q22, in line with the 2Q21, and R\$276 million in 6M22, 11% in excess of that reported in 6M21.

2.2.4. NEOENERGIA ELEKTRO

STATEMENT OF INCOME (R\$ MN)	2Q22	2Q21	Variation		2022	2021	Variation	
			R\$	%			R\$	%
Net Revenue	1,761	1,760	1	0%	3,793	3,597	196	5%
Costs with Energy	(1,198)	(1,351)	153	(11%)	(2,562)	(2,705)	143	(5%)
Gross Margin w/out Concession Financial Assets	563	409	154	38%	1,231	892	339	38%
Concession Financial Assets (VNR)	215	44	171	389%	314	106	208	196%
Gross Margin	778	453	325	72%	1,545	998	547	55%
Operating Expenses	(138)	(120)	(18)	15%	(270)	(243)	(27)	11%
Provision for Doubtful Receivables (PECLD)	(15)	(19)	4	(21%)	(38)	(44)	6	(14%)
EBITDA	625	314	311	99%	1,237	711	526	74%
Depreciation	(74)	(86)	12	(14%)	(145)	(150)	5	(3%)
Financial Income (Loss)	(108)	(39)	(69)	177%	(200)	(63)	(137)	217%
IR CS	(133)	(43)	(90)	209%	(268)	(147)	(121)	82%
NET INCOME	310	146	164	112%	624	351	273	78%

Neoenergia Elektro ended the 2Q22 with a Gross Margin of R\$778 million (+72% vs. 2Q21) driven by the variation in parcel B of +32.49% in August/21 and by the higher Concession Financial Assets given the higher IPCA (variation of +1.10 p.p. in 2Q22 vs. 2Q21). In the year-to-date, the Gross Margin was R\$1,545 million (+55% vs. 6M21), for the same abovementioned reasons.

Operating expenses amounted to R\$138 million in the 2Q22 (+15% vs. 2Q21). In the year-to-date, it was R\$270 million, +11% vs. 6M21, operating below inflation for the period (12%), absorbing inflation, with customer-base growth and insourcing activities.

In the quarter, AFDA totaled R\$15 million, -R\$4 million vs. the 2Q21, and in the first half it accounted for R\$38 million, -R\$6 million vs. 6M21, as a result of collection actions and debt renegotiations. It is worth mentioning the reduction in the default indicator (AFDA/ROB) in the 2Q22 to 0.56% (vs. 0.91% in 2Q21), and in 6M22 to 0.68% (vs. 0.94% in 6M21).

As a result of the abovementioned variations, EBITDA for the quarter was R\$625 million, an increase of 99% vs. 2Q21. In the first half, EBITDA was R\$1,237 million, +74% vs. 6M21.

Net Income was R\$310 million in the 2Q22 (+112% vs. 2Q21) and R\$624 million in 6M22 (+78% vs. 6M21).

2.2.5. NEOENERGIA BRASÍLIA

STATEMENT OF INCOME (R\$ MN)	2Q22	2Q21	Variation		2022	2021	Variation	
			R\$	%			R\$	%
Net Revenue	773	830	(57)	(7%)	1,566	1,070	496	46%
Costs with Energy	(637)	(726)	89	(12%)	(1,294)	(931)	(363)	39%
Gross Margin w/out Concession Financial Assets	136	104	32	31%	272	139	133	96%
Concession Financial Assets (VNR)	4	5	(1)	(20%)	9	8	1	13%
Gross Margin	140	109	31	28%	281	147	134	91%
Operating Expenses	(60)	(81)	21	(26%)	(125)	(106)	(19)	18%
Provision for Doubtful Receivables (PECLD)	(13)	59	(72)	NA	(8)	55	(63)	NA
EBITDA	67	88	(21)	(24%)	148	96	52	54%
Depreciation	(14)	(12)	(2)	17%	(29)	(16)	(13)	81%
Financial Income (Loss)	(30)	13	(43)	NA	(50)	13	(63)	NA
IR CS	(8)	(30)	22	(73%)	(25)	(32)	7	(22%)
NET INCOME	15	59	(44)	(75%)	44	61	(17)	(28%)

Neoenergia Brasília was merged into the Group on March 2, 2021, and from that date onwards the results were 100% consolidated.

Neoenergia Brasília ended the 2Q22 with a Gross Margin of R\$140 million (+28% vs. 2Q21), and in the 6M22 it was R\$281 million (+91% vs. 6M21), mainly explained by the average increase of 11.1% of the October/21 tariff review and by the increase in the customer base (+3.0%).

Operating expenses amounted to R\$60 million in the quarter, -26% vs. 2Q21. In the year-to-date, excluding the amounts of Neoenergia Brasília in January and February 2022, expenses amounted to R\$77 million in 6M22 (-27% vs. 6M21), reflecting the turnaround carried out that provided efficiency gains for being part of the Neoenergia Group.

In the quarter, AFDA was R\$13 million, R\$72 million worse than in the 2Q21, explained by the reversal of R\$62 million in the 2Q21 due to the adoption of the methodology already in place in the Neoenergia group. It is worth noting that previously CEB-D had a policy of provisioning a large portion of the unpaid debt balance, and given that practically a year went by with no collection actions, the change to Neoenergia's methodology allowed the current levels of AFDA. Disregarding this non-recurring item, the variation would have been R\$10 million. Thus in the year-to-date, AFDA closed at R\$8 million, in line with 6M21.

EBITDA in the quarter was R\$67 million (-24% vs. 2Q21), and R\$148 million in the first half, +54% vs. 6M21, Disregarding the non-recurring effects on AFDA, EBITDA increased by 157% in the 2Q22 vs. 2Q21 and 335% in 6M22 vs. 6M21.

Net Income for the 2Q22 was R\$15 million (-75% vs. 2Q21) and R\$44 million in 6M22 (-28% vs. 6M21).

2.3. Renewables

The result of the Renewables segment contemplates the performance of wind farms and hydroelectric plants of the Neoenergia Group.

RENEWABLES STATEMENT OF INCOME (R\$ MN)	2Q22	2Q21	Variation		6M22	6M21	Variation	
			R\$	%			R\$	%
Net Revenue	376	229	147	64%	782	472	310	66%
Costs with Energy	(55)	(28)	(27)	96%	(174)	(21)	(153)	729%
GROSS MARGIN	321	201	120	60%	608	451	157	35%
Operating Expenses	(63)	(53)	(10)	19%	(123)	(99)	(24)	24%
(+) Equity Accounting	3	(8)	11	NA	11	2	9	450%
EBITDA	261	140	121	86%	496	354	142	40%
Depreciation	(62)	(50)	(12)	24%	(134)	(96)	(38)	40%
Financial Income (Loss)	(87)	(39)	(48)	123%	(159)	(77)	(82)	106%
IR/CS	(24)	(10)	(14)	140%	(52)	(39)	(13)	33%
NET INCOME	88	41	47	115%	151	142	9	6%

HYDRO PLANTS STATEMENT OF INCOME (R\$ MN)	2Q22	2Q21	Variation		6M22	6M21	Variation	
			R\$	%			R\$	%
Net revenue	143	133	10	8%	310	277	33	12%
Costs with Energy	(23)	(19)	(4)	21%	(43)	(1)	(42)	4200%
GROSS MARGIN	120	114	6	5%	267	276	(9)	(3%)
Operating Expenses	(29)	(23)	(6)	26%	(55)	(43)	(12)	28%
(+) Equity Accounting	3	(8)	11	NA	11	2	9	450%
EBITDA	94	83	11	13%	223	235	(12)	(5%)
Depreciation	(21)	(22)	1	(5%)	(45)	(41)	(4)	10%
Financial Income (Loss)	(15)	(19)	4	(21%)	(33)	(37)	4	(11%)
IR/CS	(8)	(10)	2	(20%)	(24)	(39)	15	(38%)
NET INCOME (LOSS)	50	32	18	56%	121	118	3	3%

WIND FARMS STATEMENT OF INCOME (R\$ MN)	2Q22	2Q21	Variation		6M22	6M21	Variation	
			R\$	%			R\$	%
Net revenue	233	96	137	143%	472	195	277	142%
Costs with Energy	(32)	(9)	(23)	256%	(131)	(20)	(111)	555%
GROSS MARGIN	201	87	114	131%	341	175	166	95%
Operating Expenses	(34)	(30)	(4)	13%	(68)	(56)	(12)	21%
EBITDA	167	57	110	193%	273	119	154	129%
Depreciation	(41)	(28)	(13)	46%	(89)	(55)	(34)	62%
Financial Income (Loss)	(72)	(20)	(52)	260%	(126)	(40)	(86)	215%
IR/CS	(16)	-	(16)	-	(28)	-	(28)	-
NET INCOME	38	9	29	322%	30	24	6	25%

The Renewables segment ended the 2Q22 with a gross margin of R\$321 million (+R\$120 million vs. 2Q21) mainly impacted by wind farms (+R\$114 million vs. 2Q21) based on the increase in generation in the period (+124% vs. 2Q21), with emphasis on the start of operation of Chafariz in the 4Q21, which added 464 GWh in the 2Q22. The hydroelectric plants' margin was R\$120 million (+5% vs. 2Q21), explained by the adjustments to the contracts,

In the first half, the segment's gross margin was R\$608 million (+ R\$157 million vs. 6M21), impacted by +R\$166 million from wind farms, as a result of the start-up of operations at Chafariz. The hydroelectric plants' margin was R\$267million, R\$9 million lower than in 6M21. Excluding the non-recurring effect of Itapebi GSF renegotiation (revenue of +R\$37 million) in the 1Q22, the margin would have been R\$28 million higher.

Operating expenses ended the 2Q22 at R\$63 million (+R\$10 million vs. 2Q21) mainly due to the start of operations at Chafariz Complex and payroll adjustments, in addition to O&M contracts. In the first half, expenses were R\$123 million, +R\$24 million vs. 6M21, for the same reasons mentioned above.

Equity was +R\$3 million in the 2Q22 (+R\$11 million vs. 2Q21) and +R\$11 million in 6M22 (+R\$9 million vs. 6M21).

Due to these effects, EBITDA of the Renewables segment was R\$261 million in the quarter (+R\$121 million vs. 2Q21) and R\$496 million in the half year (+R\$142 million vs. 6M21), due to the good performance of wind farms, worth mentioning the contribution of the start of operation of the Chafariz Wind Complex (R\$99 million in the 2Q22 and R\$172 million in 6M22).

The profit recorded in the 2Q22 was R\$88 million (+R\$47 million vs. 2Q21) and in 6M22 it was R\$151 million (+R\$9 million vs. 6M21).

2.4. Liberalized

LIBERALIZED STATEMENT OF INCOME (R\$ MN)	2Q22	2Q21	Variation		6M22	6M21	Variation	
			R\$	%			R\$	%
Net Revenue	842	657	185	28%	1,612	1,222	390	32%
Costs with Energy	(543)	(493)	(50)	10%	(1,015)	(883)	(132)	15%
Gross Margin	299	164	135	82%	597	339	258	76%
Operating Expenses	(42)	(40)	(2)	5%	(75)	(91)	16	(18%)
Provision for Doubtful Receivables (PECLD)	(3)	-	(3)	-	(3)	-	(3)	-
EBITDA	254	124	130	105%	519	248	271	109%
Depreciation	(18)	(17)	(1)	6%	(34)	(32)	(2)	6%
Financial Income (Loss)	(22)	(8)	(14)	175%	(60)	(25)	(35)	140%
IR CS	(32)	(12)	(20)	167%	(68)	(29)	(39)	134%
NET INCOME	182	87	95	109%	357	162	195	120%

TERMOPERNAMBUCO STATEMENT OF INCOME (R\$ MN)	2Q22	2Q21	Variation		6M22	6M21	Variation	
			R\$	%			R\$	%
Net Revenue	407	352	55	16%	762	652	110	17%
Costs with Energy	(131)	(184)	53	(29%)	(202)	(326)	124	(38%)
Gross Margin	276	168	108	64%	560	326	234	72%
Operating Expenses	(29)	(33)	4	(12%)	(49)	(73)	24	(33%)
EBITDA	247	135	112	83%	511	253	258	102%
Depreciation	(18)	(15)	(3)	20%	(33)	(31)	(2)	6%
Financial Income (Loss)	(22)	(6)	(16)	267%	(60)	(21)	(39)	186%
IR CS	(30)	(17)	(13)	76%	(65)	(32)	(33)	103%
NET INCOME	177	97	80	82%	353	169	184	109%

COMERC. STATEMENT OF INCOME (R\$ MN)	2Q22	2Q21	Variation		6M22	6M21	Variation	
			R\$	%			R\$	%
Net Revenue	433	297	136	46%	843	563	280	50%
Costs with Energy	(410)	(301)	(109)	36%	(806)	(549)	(257)	47%
Gross Margin	23	(4)	27	NA	37	14	23	164%
Operating Expenses	(14)	(7)	(7)	100%	(27)	(19)	(8)	42%
Provision for Doubtful Receivables (PECLD)	(3)	-	(3)	-	(3)	-	(3)	-
EBITDA	6	(11)	17	NA	7	(5)	12	NA
Depreciation	(1)	(1)	-	-	(1)	(1)	-	-
Financial Income (Loss)	-	(2)	2	(100%)	-	(5)	5	(100%)
IR CS	(2)	5	(7)	NA	(3)	4	(7)	NA
NET INCOME	3	(9)	12	NA	3	(7)	10	NA

The Liberalized segment consolidated gross margin of R\$299 million in the 2Q22 (+R\$135 million vs. 2Q21) and R\$597 million in the year-to-date (+258 million vs. 6M21), impacted by the higher margin in Termopernambuco

(+R\$108 million vs. 2Q21 and +R\$234 million vs. 6M21), mainly explained by the impact of the tariff reset (dollarized) and the purchase of energy at a lower Spot Price. The trading company contributed with R\$23 million to the gross margin in the quarter (+ R\$27 million vs. 2Q21) and R\$37 million in the year-to-date (+23 million vs. 6M21).

Operating expenses were R\$42 million in the 2Q22 (+R\$2 million vs. 2Q21). In the year-to-date, these expenses were R\$75 million, -R\$16 million compared to the same period of the previous year, mainly explained by the smaller number of operating days at Termopernambuco.

As a result of these variations, Liberalized EBITDA was R\$254 million in the 2Q22 (+R\$130 million vs. 2Q21) and R\$519 million in 6M22 (+R\$271 million vs. 6M21).

Net income was R\$182 million in the quarter (+R\$95 million vs. 2Q21) and R\$357 million in the first half (+R\$195 million vs. 6M21).

3. EBITDA

In compliance with CVM Instruction nº 527 we show below the reconciliation of EBITDA (Earnings Before Income Tax, Depreciation and Amortization), and we further state that the calculations displayed are in line with the criteria of that same instruction:

EBITDA (R\$ MN)	2Q22	2Q21	Variation		6M22	6M21	Variation	
			R\$	%			R\$	%
Net Income for the Period (A)	1,075	1,002	73	7%	2,287	2,009	278	14%
Profit assigned to minority shareholders (B)	(18)	(43)	25	(58%)	(44)	(75)	31	(41%)
Financial Expenses (C)	(1,315)	(623)	(692)	111%	(2,371)	(1,201)	(1,170)	97%
Financial Revenues (D)	432	201	231	115%	773	364	409	112%
Other net financial income (loss) (E)	(273)	(4)	(269)	6725%	(475)	29	(504)	(1738%)
Income tax and social contribution (F)	(440)	(315)	(125)	40%	(927)	(745)	(182)	24%
Depreciation and amortization (G)	(537)	(514)	(23)	4%	(1,064)	(947)	(117)	12%
EBITDA = (A-(B+C+D+E+F+G))	3,226	2,300	926	40%	6,395	4,584	1,811	40%

4. FINANCIAL INCOME (LOSS)

NET FINANCIAL INCOME (R\$ MN)	2Q22	2Q21	Variation		6M22	6M21	Variation	
			R\$	%			R\$	%
Revenue from financial investments	201	31	170	548%	324	49	275	561%
Charges, monetary and exchange variations and debt derivative financial Instruments	(1,411)	(456)	(955)	209%	(2,491)	(882)	(1,609)	182%
Other financial income (loss) not related to debt	54	(1)	55	NA	94	25	69	276%
Interest, commissions and arrears interest	122	167	(45)	(27%)	257	303	(46)	NA
Monetary and exchange variations - other	(18)	(19)	1	(5%)	(30)	(19)	(11)	58%
Adjustment to provision for contingencies / judicial deposits	(36)	(43)	7	(16%)	(85)	(93)	8	NA
Adjustment to sector financial assets / liabilities	104	(2)	106	NA	177	(5)	182	NA
Post-employment liabilities	(20)	(21)	1	(5%)	(39)	(41)	2	NA
Other net financial revenues (expenses)	(98)	(83)	(15)	18%	(186)	(120)	(66)	55%
Total	(1,156)	(426)	(730)	171%	(2,073)	(808)	(1,265)	157%

The Consolidated Financial Income (Loss) was -R\$1,156 million in the 2Q22, -R\$730 million vs. 2Q21, mainly explained by higher expenses with debt charges (+R\$955 million), based on the 42% increase in the average debt balance due to funding used for Capex of new transmission and wind projects, in addition to the Distributors. Furthermore, in the period we note an increase of 2.12 percentage points in the CDI for the period (60% of the indebtedness linked to that index).

In 6M22, the Financial Result was -R\$2,073 million, -R\$1,265 million vs. 6M21 for the same reasons as in the quarter.

5. INVESTMENTS

Capex of Neoenergia ended the 6M22 at R\$4,6 billion, as displayed below:

CAPEX Neoenergia (R\$ million)	2Q22	2Q21	Δ %	6M22	6M21	Δ %
Networks	1,749	1,395	25%	3,384	2,744	23%
Distributors	1,197	885	35%	2,475	1,758	41%
Transmission Lines	551	510	8%	909	986	(8%)
Renewables	362	282	28%	1,169	743	57%
Liberalized	12	26	(54%)	16	37	(58%)
TOTAL	2,122	1,702	25%	4,569	3,524	30%

5.1. Networks

5.1.1. Distribution

In 6M22, Capex for distributors was R\$2.5 billion, of which R\$1.5 billion was allocated to network expansion. Below is a table with the breakdown of Capex by distributor:

INVESTMENTS MADE (amounts in R\$ MN)	 NEOENERGIA COELBA  NEOENERGIA PERNAMBUCO  NEOENERGIA COSERN  NEOENERGIA ELEKTRO  NEOENERGIA BRASILIA					CONSOLIDATED		
	2Q22					2Q22	6M22	
Network Expansion	(518)	(101)	(58)	(127)	(15)	(819)	(1,522)	58%
Program Luz para Todos	(233)	-	-	-	-	(233)	(440)	
New Connections	(155)	(74)	(34)	(65)	(6)	(333)	(650)	
New SE's and RD's	(130)	(26)	(24)	(62)	(9)	(251)	(430)	
Assets Renewal	(88)	(34)	(23)	(38)	(11)	(195)	(379)	15%
Network Improvement	(51)	(16)	(21)	(21)	(15)	(124)	(244)	10%
Losses and Default	(35)	(25)	(9)	(4)	(17)	(91)	(162)	7%
Other	(55)	(20)	(14)	(26)	(10)	(124)	(248)	10%
Movement of Material (Inventory x Works)	(6)	(29)	(31)	(25)	(32)	(123)	(247)	
(-) Gross Investment	(753)	(225)	(155)	(242)	(100)	(1,475)	(2,802)	
GRANTS	130	9	2	11	2	155	80	
(-) Net Investment	(623)	(216)	(153)	(231)	(98)	(1,320)	(2,722)	
Movement of Material (Inventory x Works)	6	29	31	25	32	123	247	
(-) CAPEX	(617)	(187)	(123)	(205)	(65)	(1,197)	(2,475)	
BAR	(55)	(20)	(14)	(26)	(10)	(124)	(248)	10%
BRR	(692)	(176)	(111)	(190)	(58)	(1,228)	(2,307)	90%

5.1.2. Transmission

In 6M22, Capex of Transmission was R\$909 million, R\$78 million below the actual Capex of 6M21.

It is worth mentioning: a) lots of the December 2018 auction: start of works on the substation and transmission line of Itabapoana, IL of Guanabara issued in May/22, monitoring of the repair of the Synchronous Compensators (SE Marmeleiro and SE Livramento III) of Lagoa dos Patos for energizing scheduled for the second half of 2022,

environmental licensing of the other sections and obtaining the IL of Vale do Itajaí with conditioning; b) December 2019 auction: Rio Formoso works continue, and c) December 2020 auction: process of licensing and land clearance of Morro do Chapeú, with the last PLs issued in June/22.

5.2. Renewables

5.2.1. Wind Farms

Investments made in the wind farms amounted to R\$693.4 million in 6M22, in line with 6M21:

- (i) Chafariz Complex: start of full operation of farms in the 4Q21 and actual Capex at the beginning of 2022
- (ii) Oitis Complex: construction of the complex continued, with the start of operation of the 23 first windmills in June/22.

5.2.2. Solar Parks

Investments made in the solar park Luzia amounted to R\$436.4 million in 6M22. Part of the complex (41MWp) started operation on July 6, and the remaining part will start over the second half of the year.

5.2.3. Hydroelectric Plants

Investments of the order of R\$39.6 million in 6M22, compared to R\$52.2 million in 6M21. Emphasis on the recording of the Itapebi intangible asset arising from the GSF agreement, which took place in the 1Q21.

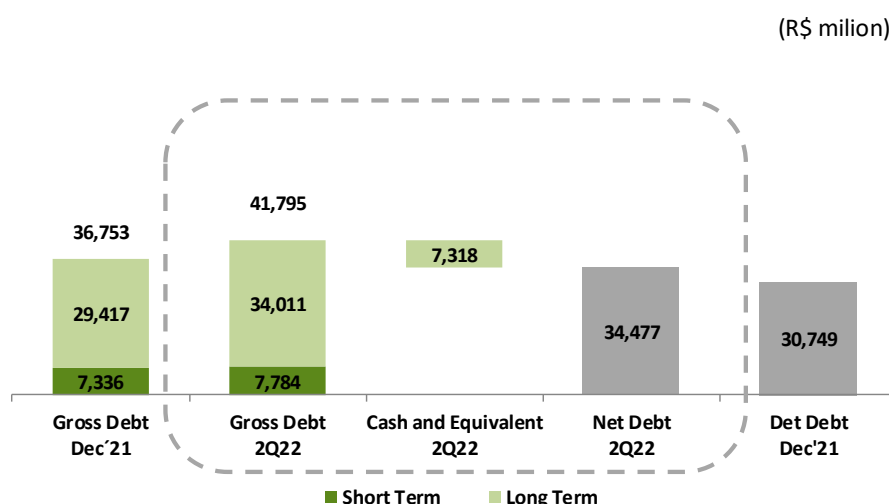
5.3. Liberalized

Termopernambuco made investments of the order of R\$14.5 million in 6M22, 61% less than actual investments in 6M21, based on the complete shutdown of the plant due to the lack of gas supply.

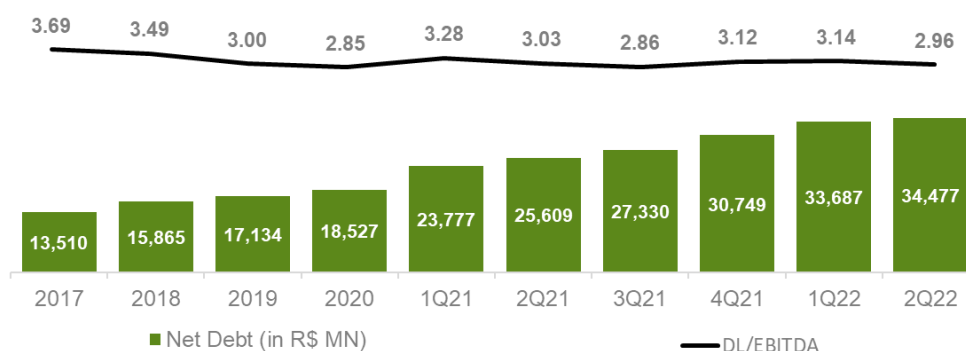
6. INDEBTEDNESS

6.1. Debt Situation and Financial Leverage

In June 2022, Neoenergia's consolidated net debt, including cash, cash equivalents and marketable securities, reached R\$34,477 million (gross debt of R\$41,795 million), an increase of 12% (R\$3,728 million) compared to December 2021, mainly explained by the actual Capex of the grid and renewable projects. Regarding the segregation of the debt balance, Neoenergia has 81% of its debt accounted for in the long term and 19% in the short term.



The financial indicator Total Net Debt/EBITDA decreased from 3.12x in December 2021 to 2.96x in June 2022.



6.2. Debt Amortization Schedule

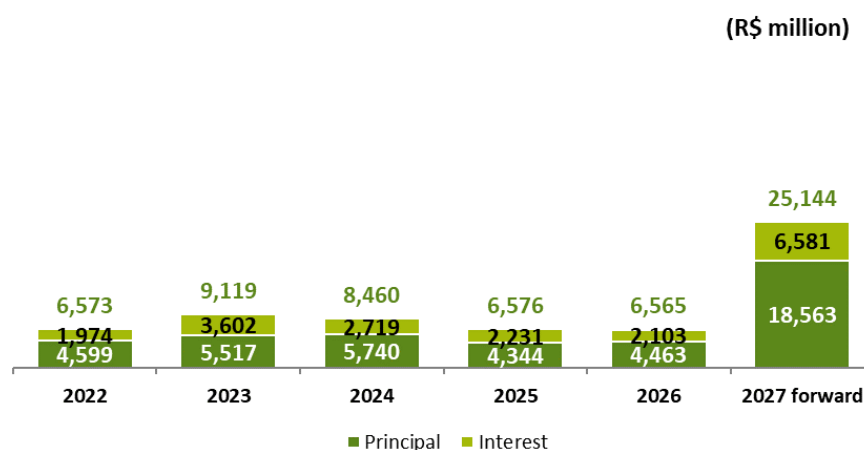
The Company seeks to structure its debt in line with the financial cycle of its business, observing the peculiarities of each company and the characteristics of its concessions and authorizations. In order to reduce the cost of the debt and extend its amortization profile, the Company also actively manages its financial liabilities in order to avoid concentration of debt maturities, resulting in effective extensions. The amounts due in the coming years are not concentrated in any specific period, and are consistent with the volumes due in recent years.

For 2023, the company anticipates amortizations by Neoenergia Coelba in the amount of R\$2,391 million, payments by Neoenergia Pernambuco in the estimated amount of R\$704 million, by the holding in the estimated amount of

R\$676 million and by Neoenergia Elektro in the amount of R\$524 million. The total amortizations by the Holding and the three distributors represent 78% of the consolidated amount to be amortized in this period.

For 2024, the company anticipates amortizations by Neoenergia Coelba of the order of R\$2,091 million, by Neoenergia Pernambuco the amount estimated is R\$1,374 million and by Neoenergia Elektro R\$596 million. The total amortization of the three distributors is equivalent to 74% of the consolidated amount to be amortized in this period.

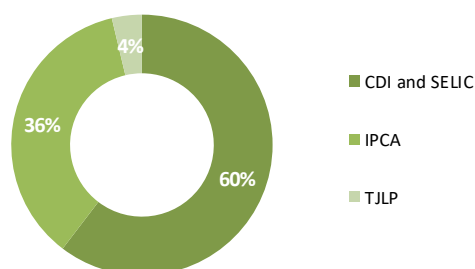
The average term of Neoenergia's indebtedness in June 2022 was 5.07 years (vs. 5.06 years in December 2021). The chart below displays the schedules of maturities of the debt principal and interest using market forward curves for indexers and currencies linked to the indebtedness effective at the end of 6M22.



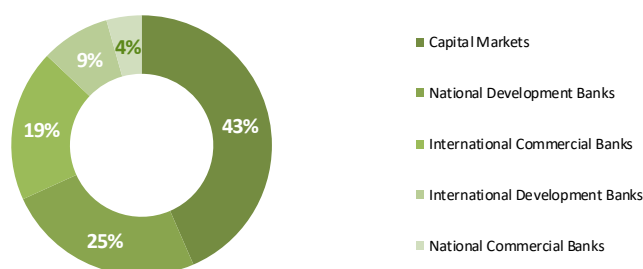
6.3. Debt Profile

The charts below display the debt balances segregated by funding source and by indexer. The average cost of the consolidated debt in the 2Q22 was 11.1% (vs. 8.1% in December 2021) due to the increase of Selic.

DEBT PER INDEX (post swap)



DEBT PER FUNDING



In the 2Q22 we funded a total of R\$ 3,084 million. We point out the debt contracting lines that follow:

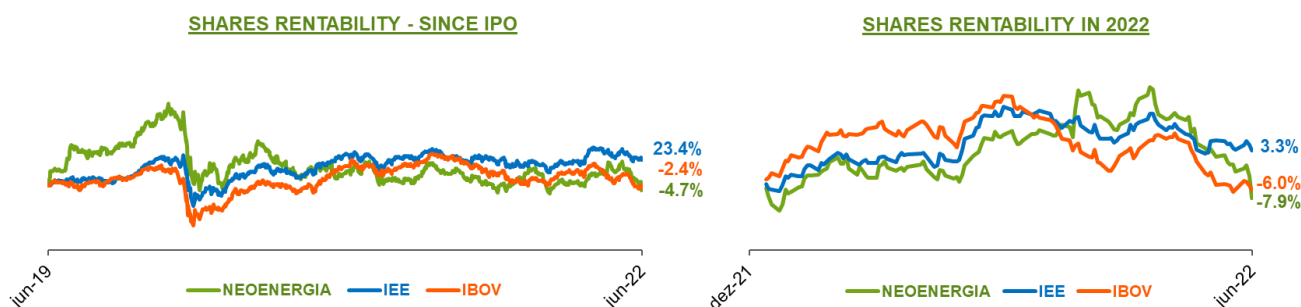
- i. Contracting of 4131 wit Citibank for Neoenergia Coelba (R\$200 million), with a 2-year term;
- ii. BNDES payout to Neoenergia Pernambuco, in the amount of R\$32 million, with a 19-year term;
- iii. BNDES payout to Neoenergia Jalapão, in the amount of R\$18 million, with a 20-year term;
- iv. 14th issue of debentures by Neoenergia Coelba in the total amount of R\$1,200 million, and a term of up to 10 years;
- v. 12th issue of debentures by Neoenergia Pernambuco in the total amount of R\$1,200 million, and a term of up to 10 years;
- vi. BNDES payout to Chafariz Complex, in the amount of R\$104 million, with a 24-year term;
- vii. BNDES payout to Neoenergia Elektro, in the total amount of R\$50 million, with a 19-year term;
- viii. Contracting of 4131 with BofA for Neoenergia Guanabara of R\$100 million, with a term of 1 year;
- ix. Contracting of 4131 with Santander for Neoenergia Lagoa dos Patos of R\$180 million, with a term of 1 year.

7. RATING

On March 29, 2022, Standard & Poor's – S&P confirmed the rating of Neoenergia and its subsidiaries on "BB-" on the Global Scale, and 'brAAA' on the Brazil National Scale, limited to the sovereign scale.

8. CAPITAL MARKET

On June 30, 2022, the Company's market value was R\$18.11 billion with shares (NEOE3) quoted at R\$14.92. As to 2022, the shares depreciated by 7.9%, as shown in the charts below:



Below we display a table with the values of share quotation and market value:

Capital Market	IPO	2Q22
Number of shares (thousand)	1,213,797,248	1,213,797,248
Value of the share	15.65	14.92
Market value ¹ (R\$ million)	18,996	18,110

¹Market value = number of shares

9. ESG

With great pride we announced to the market recently that Neoenergia's Board of Directors approved its ESG (Environmental, Social and Governance) goals on July 19. One more demonstration that the Company is entirely committed to the socioeconomic development of the places where it operates, contributing to society's quality of life, respecting human rights and the environment, in accordance with the principles of the Global Compact and the Sustainable Development Goals.

The approval of goals reiterates our commitment to transparency and responsible ESG practices. See below the goals segregated according to the ESG parameters, and targets for 2025 and 2030.

	ESG Targets	Parameters	2021	2025	2030
E	Emissions	Generated gCO2/kWh emissions (scope 1)	61	36	20
	Fleet electrification	% of company light-duty vehicles electrified within Neoenergia's fleet	5%	13%	50%
	Sustainable financing	Annual review and update of the company's green financing framework	Maintain current practice		
	Digitalization of Networks	% of HV and MV networks digitalized	72%	83%	90%
S	Women in relevant positions	Presence of women in relevant GG1, GG2 positions	23.20%	29.10%	31.80%
	Women in leadership positions	Presence of women in leadership GG1, GG2 and GG3 positions	26.30%	30%	35%
	Female journey person electricians	% of women that have complete electrician training	14.85%	30%	35%
	Female electricians	% of women occupying electrician positions	4.25%	9%	12%
	Racial diversity	% of Black and multiracial employees in GG1, GG2, GG3 and GG4 positions	Census in progress	20%	25%
	Contributions to the community	Body of corporate volunteers (number of individuals volunteering)	2,000	2,300	2,600
	Safety (ISO 45001)	% company workers assigned to ISO45001-certified sites	38%	40%	42%
	Safety	TRIR (company staff)	0.44	0.43	0.39
	Training	Average for hours dedicated to training employees and professionals in the communities in which we operate	75.5	67	70
	Suppliers	% R\$ of purchases carried out with sustainable suppliers	72%	≥80%	≥85%
G	ESG Variable Remuneration	% of variable remuneration included in long-term incentives linked to ESG	30%	30%	33%
	Governance	Best Practices for Corporate Governance	Maintain current practice		

Note: GG1: Executive Board; GG2: Superintendence and Specialists III; GG3: Management and Specialists II; GG4: Supervisors and Specialists I and equivalent positions.

Each goal has achievement plans for its accomplishment in the established horizons, and the results will be released periodically in the Annual Sustainability Reports.

Our commitment to sustainable development is materialized in its commitment to ESG factors, which are integrated into the day-to-day operations of the company and which are implemented in the following aspects:

Environmental

In line with the commitment to decarbonizing the economy, in 6M22 Neoenergia invested R\$1,169 million in renewable projects, a 57% increase compared to the same period of last year. The Group announced the beginning of the test operation of the first Oitis windmills, a Project that will be the company's largest in the country's wind generation, with an installed capacity of 566.5MW.

The company also started the test operation of its first complex of the solar energy parks Luzia, which sets the company's debut in centralized photovoltaic generation, with a total installed capacity of 149.3 MWdc, enough to supply more than 150,000 homes. The complex has 228,780 bifacial solar panels - more efficient as they capture direct solar radiation and the radiation reflected by the ground on the underside of the module.

Still from the perspective of renewable energy, the Teles Pires Hydroelectric Power Plant was certified for the third time with the Green Seal of the Chico Mendes International Institute for Research and Social and Environmental Responsibility, in the Responsible Social and Environmental Management category, achieving 100% in all questions evaluated.

In moving towards the decarbonization of the economy, Neoenergia also invests in innovation and electric mobility, and, in a Research and Development (R&D) project regulated by ANEEL, an electric truck with an aerial basket was created for use in the company's electricity distribution service activities. The new vehicle is the country's first to have a system that allows charging directly from the electricity grid, allowing for greater efficiency and autonomy as it does not require returning to the operational bases for occasional recharges during operation.

Social

Policies regarding social commitment reflect the group's connection with human rights, the development of professional relationships based on diversity and inclusion, and a sense of belonging. In this regard, in line with its commitment to extending women's participation in society, Neoenergia offers opportunities for them to gain space in the job market, with seats in the Electrician Schools in São Paulo and the Federal District.

Also, sensitive to the moment experienced by the population of the cities affected by the rains in Pernambuco, Neoenergia donated some 4,000 essential items such as cleaning material, personal hygiene for children and adults, mattresses, sheets, pillows and blankets. The initiative is a part of the *SOS Chuvas Pernambuco* campaign, developed by the *Transforma Brasil* movement, a partner in the initiative, and benefited some 300 families.

The Neoenergia Volunteer Program donated more than 150 thousand sanitary pads to 15 institutions in Brasília (DF), Campinas (SP), Natal (RN), Recife (PE), Rio de Janeiro (RJ), in addition to Salvador and Vitória da Conquista (BA). The initiative contributes to the dignity of the people who will be benefited, and is in line with the company's commitment to the Sustainable Development Goals (SDGs), especially number 3, related to promoting health and well being, and 5, on gender equality.

Through the Energy Efficiency Program, Neoenergia invested some R\$29 million in the 1Q22 in improving the quality of life of popular communities and the functioning of institutions in the Brazilian regions where the company operates in Distribution. Among the results achieved by the program in Bahia, Distrito Federal, Pernambuco, Rio Grande do Norte and São Paulo, the replacement of some 325 thousand light bulbs for LED; replacement of more than 1,300 refrigerators and; installation of 232 solar systems stand out, totaling 1.4 MWp.

Governance

Corporate governance practices seek to ensure transparency and fairness in business, as well as respect for the rights of stakeholders, and follow the guidelines of the Brazilian Institute of Corporate Governance (IBGC). The model allows for the use of business synergies among the companies and the unification of processes, practices and policies.

Aiming at the transparency of its activities, Neoenergia launched its 2021 Integrated Report, prepared in accordance with the guidelines of the International Integrated Reporting Council (IIRC). The document collects the year's main financial and non-financial information, in addition to strategic actions and Business development, with emphasis on the generation of value to the Group Company's groups of interest.

The Group is also listed on Latibex, linked to the Spanish stock exchange headquartered in Madrid (ES). This makes it easier for European individual investors, especially Spaniards, to have easier access to Neoenergia shares in their portfolio: trading in euros, and at European market time.

It also won, for the first time, the Multisite Certification in the Quality, Environment and Safety and Health standards for its hydroelectric plants in operation in the country. With that in place, the units now have one sole certificate, which guarantees the efficiency of the work in these three areas. In addition to the standardization of processes, the model certifies that the procedures comply with environmental legislation, ESG guidelines and improvement of programs aimed at the welfare of employees.

See below a list of ESG indicators that are regularly monitored by Neoenergia:

MAIN ESG INDICATORS	UNIT	2Q22	2Q21	Var. %	6M22	6M21	Var. %
Installed renewable energy capacity	MW	4,017	3,546	13%	4,017	3,546	13%
Installed renewable energy capacity	%	88%	87%	1 p.p.	88%	87%	1 p.p.
Installed renewable energy capacity	MW	37	51	(29%)	61	94	(35%)
Specific CO2 emissions (6)	gCO2/kWh	2.45	47.00	(95%)	1.53	46.00	(97%)
Waste generated (ash + hazardous and non-hazardous waste) (3)	t	3,359	3,058	10%	9,167	6,943	32%
Waste recycled (ash + hazardous and non-hazardous waste)	t	526	167	215%	951	334	185%
Environmental sanctions (5)	unit	4	1	300%	7	9	(22%)
SOCIAL							
Number of employees	nº	15,067	14,617	3%	15,067	14,617	3%
Number of outsourced	nº	31,102	32,289	(4%)	31,102	32,289	(4%)
Total of women	%	18.4%	17.5%	0.9 p.p.	18.4%	17.5%	0.9 p.p.
Women in relevant positions (2)	%	27.0%	26.7%	0.2 p.p.	27.0%	26.7%	0.2 p.p.
Women in electrician positions	%	4.6%	3.9%	0.7 p.p.	4.6%	3.9%	0.7 p.p.
Reporting incidents of discrimination	unit	3	1	200%	3	2	50%
Hours of training per employee	h	16	18	(10%)	32	36	(11%)
Frequency rate (FR) with employees	%	0.00	0.51	(100%)	0.00	0.51	(100%)
Frequency rate (FR) with outsourced	%	0.79	0.49	61%	0.64	0.43	49%
Energy Efficiency Investments	R\$ thousand	24,804	24,676	1%	54,568	44,928	21%
R&D + I Investments	R\$ thousand	18	19	(5%)	32	36	(10%)
Society Investments, without a subsidy from the federal government (1)(4)	R\$ thousand	3,352	45,018	(93%)	212,999	163,093	31%
% of universalized territory	%	59	45	31%	59	45	31%
GOVERNANCE							
Independent Directors	%	23.07%	14.00%	9.1 p.p.	23.07%	14.00%	9.1 p.p.
Women board of directors	%	13.60%	4.00%	9.6 p.p.	13.60%	4.00%	9.6 p.p.
Number of people trained in anti-corruption training	unit	146	0	-	582	0	-
Customer privacy incidents	nº	0	0	-	0	0	-
Purchases from local suppliers	%	100%	99%	1.0 p.p.	100%	99%	1.0 p.p.
Relevant suppliers classified as sustainable	%	93.45%	N/A	-	93.45%	N/A	-

Notes:

- (1) Inclusion of Luz para Todos investment value in the Society Investments indicator from 2022.
- (2) The 2021 values of the indicator "% of women in relevant positions" were recalculated to meet the new methodology for calculating the diversity target, which considers GG1 and GG2, thus enabling comparison between the years.
- (3) The values of waste generated in 2021 were recalculated due to the inclusion of pruning waste.
- (4) The value of the "Society Investment" indicator for the 2nd quarter of 2021 was modified, excluding the amount of sponsorship of the women's soccer team.
- (5) For the "Environmental Sanctions" indicator, 9 situations were recorded in the 1st half of 2021, in all cases the company presented the requested information and it was accepted by requesting bodies. Of these, 2 situations were considered valid, and the others are waiting judgment of the administrative appeal. In the 1st half of 2022, 7 situations were recorded, all are currently being analyzed by Neoenergia.
- (6) The value of the "Intensity of emissions" indicator in the 1st and 2nd quarter of 2022 shows a significant reduction in relation to 2021 due to the non-generation of energy by Termope in the year.

10. OTHER MATTERS

10.1. Low-Income Customers

N° of Residential Customers (thousand)	2Q22						2Q21					
	Consolidated	NEOENERGIA COELBA	NEOENERGIA PERNAMBUCO	NEOENERGIA COSERN	NEOENERGIA ELEKTRO	NEOENERGIA BRASILIA	Consolidated	NEOENERGIA COELBA	NEOENERGIA PERNAMBUCO	NEOENERGIA COSERN	NEOENERGIA ELEKTRO	NEOENERGIA BRASILIA
Conventional	10,481	3,945	2,379	974	2,212	970	10,510	3,970	2,406	986	2,187	961
Low Income	3,568	1,750	1,128	378	262	51	3,229	1,583	1,049	337	234	26
Total	14,049	5,695	3,507	1,352	2,474	1,021	13,740	5,553	3,455	1,323	2,422	987

10.2 Neoenergia Coelba, Neoenergia Pernambuco and Neoenergia Cosern Tariff Resets

On April 19, 2022, Aneel approved the tariff resets of Neoenergia Coelba with an average effect for the consumer of 21.13%, and Neoenergia Cosern with an average effect for the consumer of 20.36%, effective as of April 22, 2022. And on April 26, 2022, the regulator approved the tariff reset of Neoenergia Pernambuco, with an average effect for the consumer of 18.98%, effective as of April 29, 2022.

Neoenergia Coelba

The variation of Parcel A was 11.69%, amounting to R\$6,945.1 million, mainly impacted by the increases of 38.29% of sector charges and 10.60% with costs with the purchase of energy. The average onlending of energy purchasing agreements was set at R\$224.07/MWh. The variation of Parcel B was 14.14% (R\$ 5,246.1 million), a reflex of the year-to-date inflation of 14.77% (IGP-M) since the last adjustment, deduced of Factor X of 0.63%. The adjustments to the items of Parcel B were fully enforced on April 22, 2022.

Neoenergia Pernambuco

The variation of Parcel A was 10.58%, amounting to R\$5,040.4 million, mainly impacted by the increases of 35.99% on sector charges and 9.48% on the costs with the purchase of energy. The average onlending price of the energy purchasing agreements was set at R\$257.39/MWh. The variation of Parcel B was 14.82% (R\$2,301.7 million), a reflex of the year-to-date inflation of 14.77% (IGP-M) since the last adjustment, deduced of Factor X of 0.05%. The adjustments to the items of Parcel B were fully enforced on April 29, 2022.

Neoenergia Cosern

The variation of Parcel A was 10.76%, amounting to R\$1,928.7 million, mainly impacted by the increases of 45.05% on sector charges and 9.46% on the costs with the purchase of energy. The average onlending price of the energy purchasing agreements was set at R\$242.32/MWh. The variation of Parcel B was 14.75% (R\$1,200.6 million), a reflex of the year-to-date inflation of 14.77% (IGP-M) since the last adjustment, deduced of Factor X of 0.02%. The adjustments to the items of Parcel B were fully enforced since April 22, 2022.

10.3 Extraordinary Tariff review ("RTE")

Aneel, in an ordinary public meeting of the board held on July 12, 2022, approved the change in the tariffs of Neoenergia Coelba with an average effect for the consumer of -0.50%, of Neoenergia Cosern with an average effect of -1.54% and Neoenergia Pernambuco with an average effect of -4.07%, in force since July 13, 2022.

This change stems from an RTE established by Law No. 14,385/22 of June 27, 2022, which determined new rules for the return of Tax Credits, especially those referring to the exclusion of ICMS from the PIS/COFINS calculation basis.

This Law determined that, as from the authorization of the credit by the Brazilian Federal Revenue Service, all credit already compensated would be returned to consumers, and a 12-month advance made based on the monthly compensation capacity of each distributor. In the Annual Tariff Resets of 2022, Neoenergia Coelba, Neoenergia Cosern and Neoenergia Pernambuco had already applied the offset amount. Thus, in these RTEs, the amounts referring to the 12 future months are being considered, as follows:

- **Neoenergia Coelba** - Credits projected to be onlent to consumers were revised to R\$864.8 million against R\$803.6 million that were recognized in the 2022 Reset, thus with additional amounts to be onlent of R\$61.2 million;
- **Neoenergia Cosern** - The credits projected to be onlent to consumers were revised to R\$219.6 million against R\$169.6 million that were recognized in the 2022 Reset, thus, with additional amounts to onlend of R\$50 million; and
- **Neoenergia Pernambuco** - Credits projected to be onlent to consumers were revised to R\$491.6 million against R\$169.4 million that were recognized in the 2022 Reset, thus, with additional amounts to onlend of R\$322.2 million.

2. RECONCILIATION NOTE

Neoenergia discloses the results for the 2Q22 and 6M22 based on management analyzes that the board understands to best translate the company's business, reconciled with International Financial Reporting Standards – IFRS.

Calculation Memory (CONSOLIDATED)	Current Year		Previous Year		Corresponding Explanatory Notes
	2Q22	6M22	2Q21	6M21	
(+) Net Revenue	10,462	21,010	9,975	18,972	Incement Statement
(-) Estimated Replacement Value of Concession	(676)	(1,208)	(338)	(661)	Note 5
(-) Other revenues	(354)	(511)	(111)	(222)	Note 5
(+) Gain/Loss on RAP	171	155	27	25	Note 5.4
(+) Revenue from Operation and Maintenance	30	63	(26)	(16)	Note 5.4
(+) Photovoltaic Operations	6	11	3	8	Note 5.4
(+) Other revenues - Other revenues	3	4	(1)	6	Note 5.4
= Net Operating REVENUE	9,642	19,524	9,529	18,112	
(+) Costs with electric energy	(4,114)	(8,691)	(5,056)	(9,304)	Incement Statement
(+) Fuel for energy production	(27)	(29)	(124)	(218)	Note 8
(+) Construction costs	(1,858)	(3,509)	(1,474)	(2,846)	Incement Statement
(+) Photovoltaic Operations	(3)	(7)	(3)	(7)	Note 8
= Energy costs	(6,002)	(12,236)	(6,657)	(12,375)	
(+) Estimated replacement value of concession	676	1,208	338	661	Note 5
= GROSS MARGIN	4,316	8,496	3,210	6,398	
(+) Operating costs	(1,033)	(2,017)	(1,051)	(1,974)	Incement Statement
(+) Sales expenses	(89)	(178)	(93)	(170)	Incement Statement
(+) Other general and administrative revenues/expenses	(493)	(915)	(414)	(789)	Incement Statement
(-) Fuel for energy production	27	29	124	218	Note 8
(-) Photovoltaic Operations	3	7	3	7	Note 9
(-) Depreciation	476	942	454	839	Note 8
(+) Gain/Loss on RAP	354	511	111	222	Note 5
(-) Gain/Loss on RAP	(171)	(155)	(27)	(25)	Note 5.4
(-) Revenue from operation and maintenance	(30)	(63)	26	16	Note 5.4
(-) Photovoltaic Operations	(6)	(11)	(3)	(8)	Note 5.4
(-) Other revenues - Other revenues	(3)	(4)	1	(6)	Note 5.4
= Operating Expenses (PMSO)	(965)	(1,854)	(869)	(1,670)	
Provision for Doubtful Receivables (PECLD)	(128)	(258)	(33)	(146)	Incement Statement
(+) Equity Accounting	3	11	(8)	2	Incement Statement
EBITDA	3,226	6,395	2,300	4,584	
(+) Depreciation and Amortization	(537)	(1,064)	(514)	(947)	Incement Statement and Note 8
(+) Financial Income/Loss	(1,156)	(2,073)	(426)	(808)	Incement Statement
(+) IR/CS	(440)	(927)	(315)	(745)	Incement Statement
(+) Minority shareholders	(18)	(44)	(43)	(75)	Incement Statement
NET INCOME	1,075	2,287	1,002	2,009	Incement Statement

ANNEX I – Renewable Assets under Construction

The table below displays the wind farms under construction with 100% of Neoenergia stake (base date 06/30/2022):

Wind under Construction	Neoenergia Share (Direct and Indirect)	State	Location	Installed Capacity (MW)	Assured Energy (MW)	End of Concession
OITIS 1	100%	PI	Dom Inocência	49.50	26.1	11/28/2054
OITIS 2	100%	PI/BA	Dom Inocência	27.50	14.3	12/23/2054
OITIS 3	100%	PI/BA	Dom Inocência	49.50	24.4	12/23/2054
OITIS 4	100%	PI/BA	Dom Inocência	49.50	24	12/23/2054
OITIS 5	100%	PI/BA	Dom Inocência	49.50	23.8	12/23/2054
OITIS 6	100%	PI/BA	Dom Inocência	49.50	24.3	12/23/2054
OITIS 7	100%	PI/BA	Dom Inocência	49.50	25.6	12/23/2054
OITIS 8	100%	PI	Dom Inocência	49.50	25.5	11/28/2054
OITIS 9	100%	PI/BA	Dom Inocência	49.50	21.9	12/23/2054
OITIS 10	100%	PI/BA	Dom Inocência	49.50	21.2	12/23/2054
OITIS 21	100%	PI/BA	Casa Nova	44.00	20.8	12/23/2054
OITIS 22	100%	PI/BA	Casa Nova	49.50	22.22	12/23/2054

Oitis ACL, Physical Guarantee (Assured Energy) still not disclosed

The new GF for farms Canoas 2 and 4, Chafariz 1 to 3, 6 and 7, Lagoa 3 and 4, was published pursuant to Ordinance nº 262, of September 10, 2019, in the official

Solar under Construction	Neoenergia Share (Direct and Indirect)	State	Location	Installed Capacity (MW)	Assured Energy (MW)	End of Concession
LUZIA 2	100%	PB	Santa Luzia	58.93	17.3	5/29/2055
LUZIA 3	100%	PB	Santa Luzia	58.93	17.3	5/29/2055

ANNEX II – Managerial DREs (Statements of Income) by Segment

(base date 06/30/2022):

STATEMENT OF INCOME (R\$ MN)	NETWORKS								RENEWABLES							
	2Q22	2Q21	Variation		6M22	6M21	Variation		2Q22	2Q21	Variation		6M22	6M21	Variation	
			R\$	%			R\$	%			R\$	%			R\$	%
GROSS MARGIN	3,706	2,837	869	31%	7,312	5,603	1,709	31%	321	201	120	60%	608	451	157	35%
Operating Expenses	(799)	(720)	(79)	11%	(1,558)	(1,372)	(186)	14%	(63)	(53)	(10)	19%	(123)	(99)	(24)	24%
(-) Provision for Doubtful Receivables (PECLD)	(125)	(33)	(92)	279%	(255)	(146)	(109)	75%	-	-	-	-	-	-	-	-
(+) Equity Accounting/Assets Sale	-	-	-	-	-	-	-	-	3	(8)	11	(138%)	11	2	9	450%
EBITDA	2,782	2,084	698	33%	5,499	4,085	1,414	35%	261	140	121	86%	496	354	142	40%
Depreciation	(402)	(407)	5	(1%)	(786)	(732)	(54)	7%	(62)	(50)	(12)	24%	(134)	(96)	(38)	40%
Financial Income (Loss)	(878)	(327)	(551)	169%	(1,564)	(641)	(923)	144%	(87)	(39)	(48)	123%	(159)	(77)	(82)	106%
IR/CS	(384)	(289)	(95)	33%	(803)	(670)	(133)	20%	(24)	(10)	(14)	140%	(52)	(39)	(13)	33%
NET INCOME	1,118	1,061	57	5%	2,346	2,042	304	15%	88	41	47	115%	151	142	9	6%

STATEMENT OF INCOME (R\$ MN)	LIBERALIZED								OTHER							
	2Q22	2Q21	Variation		6M22	6M21	Variation		2Q22	2Q21	Variation		6M22	6M21	Variation	
			R\$	%			R\$	%			R\$	%			R\$	%
GROSS MARGIN	299	164	135	82%	597	339	258	76%	(10)	8	(18)	(225%)	(21)	5	(26)	(520%)
(-) Operating Expenses	(42)	(40)	(2)	5%	(75)	(91)	16	(18%)	(61)	(56)	(5)	9%	(98)	(108)	10	(9%)
(-) Provision for Doubtful Receivables (PECLD)	(3)	-	(3)	-	(3)	-	(3)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EBITDA	254	124	130	105%	519	248	271	109%	(71)	(48)	(23)	48%	(119)	(103)	(16)	16%
Depreciation	(18)	(17)	(1)	6%	(34)	(32)	(2)	6%	(55)	(40)	(15)	38%	(110)	(87)	(23)	26%
Financial Income (Loss)	(22)	(8)	(14)	175%	(60)	(25)	(35)	140%	(169)	(52)	(117)	225%	(290)	(65)	(225)	346%
IR/CS	(32)	(12)	(20)	167%	(68)	(29)	(39)	134%	-	(4)	4	(100%)	(4)	(7)	3	(43%)
Removals (Minority Shareholdings)	-	-	-	-	-	-	-	-	(18)	(43)	25	(58%)	(44)	(75)	31	(41%)
NET INCOME	182	87	95	109%	357	162	195	120%	(313)	(187)	(126)	67%	(567)	(337)	(230)	68%

ANNEX III – Balance Sheet by segment

(base date 06/30/2022):

STATEMENT OF FINANCIAL POSITION - R\$ Million	Networks			Renewables			Liberalized			Others	Consolidated
	Distribution	Transmission	Total networks	Wind farms	Hydro plants	Total renewables	Thermo plants	Commercialization and services	Total liberalized	Total	
CURRENT ASSETS											
Current assets	4,076	479	4,555	661	240	901	322	151	473	764	6,693
Accounts receivable from clients and other	7,465	47	7,512	79	31	110	-	157	157	-	7,779
Marketable securities	136	-	136	-	-	-	-	-	-	-	136
Derivative financial instruments	303	20	323	-	-	-	54	4	58	-	381
Sectoral financial assets (Portion A and others)	1,578	-	1,578	-	-	-	-	-	-	-	1,578
Public service arrangements (contractual assets)	-	637	637	-	-	-	-	-	-	-	637
Other current assets	3,571	313	3,884	31	831	862	47	40	87	208	5,041
TOTAL CURRENT ASSETS	17,129	1,496	18,625	771	1,102	1,873	423	352	775	972	22,245
NON-CURRENT ASSETS											
Trade and other receivables	360	-	360	-	-	-	-	18	18	-	378
Marketable securities	88	11	99	331	-	331	-	2	2	57	489
Derivative financial instruments	927	-	927	-	29	29	-	7	7	-	963
Sectoral financial assets (Portion A and others)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Public service arrangements (financial assets)	21,191	-	21,191	-	-	-	-	-	-	-	21,191
Public service arrangements (contractual assets)	4,749	9,589	14,338	-	-	-	-	-	-	-	14,338
Investments in subsidiaries, associates and joint venture:	-	-	-	-	1,245	1,245	-	-	-	-	1,245
Rights of use	123	-	123	29	1	30	14	1	15	-	168
Property, Plant & Equipment ("PP&E")	3	21	24	6,872	2,683	9,555	981	3	984	41	10,604
Intangible assets	12,238	8	12,246	109	249	358	-	5	5	2	12,611
Other non-current assets	5,463	201	5,664	77	71	148	77	69	146	65	6,023
TOTAL NON-CURRENT ASSETS	45,142	9,830	54,972	7,418	4,278	11,696	1,072	105	1,177	165	68,010
TOTAL ASSETS	62,271	11,326	73,597	8,189	5,380	13,569	1,495	457	1,952	1,137	90,255
CURRENT LIABILITIES											
Trade payables and payables to contractors	2,763	508	3,271	250	20	270	77	74	151	57	3,749
Loans and funding	4,261	1,421	5,682	119	64	183	222	14	236	1,805	7,906
Derivative financial instruments	178	16	194	-	1	1	25	9	34	30	259
Sectoral financial liabilities (Portion A and others)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Other current liabilities	5,897	506	6,403	281	235	516	87	193	106	1,087	5,938
TOTAL CURRENT LIABILITIES	13,099	2,451	15,550	650	320	970	237	290	527	805	17,852
NON-CURRENT LIABILITIES											
Trade payables and payables to contractors	157	-	157	-	-	-	-	-	-	-	157
Loans and funding	24,098	2,229	26,327	2,960	648	3,608	549	89	638	3,577	34,150
Derivative financial instruments	468	-	468	-	-	-	-	-	-	356	824
Sectoral financial liabilities (Portion A and others)	1,337	-	1,337	-	-	-	-	-	-	-	1,337
Other non-current liabilities	7,463	1,933	9,396	284	384	668	24	31	55	36	10,155
TOTAL NON-CURRENT LIABILITIES	33,523	4,162	37,685	3,244	1,032	4,276	573	120	693	3,969	46,623
TOTAL LIABILITIES	46,622	6,613	53,235	3,894	1,352	5,246	810	410	1,220	4,774	64,475
NET EQUITY											
Attributable to controlling interest	15,365	4,687	20,052	4,295	4,028	8,323	685	47	732	(3,637)	25,470
Attributable to non-controlling interest	284	26	310	-	-	-	-	-	-	0	310
TOTAL NET EQUITY	15,649	4,713	20,362	4,295	4,028	8,323	685	47	732	-	25,780
TOTAL LIABILITIES AND NET EQUITY	62,271	11,326	73,597	8,189	5,380	13,569	1,495	457	1,952	1,137	90,255
DEBT											
Gross debt											
ASSETS											
CURRENT ASSETS											
Cash and cash equivalents	4,076	479	4,555	661	240	901	322	151	473	764	6,693
Marketable securities	136	-	136	-	-	-	-	-	-	-	136
Derivative financial instruments	303	20	323	-	-	-	54	4	58	-	381
NON-CURRENT ASSETS											
Marketable securities	88	11	99	331	-	331	-	2	2	57	489
Derivative financial instruments	927	-	927	-	29	29	-	7	7	-	963
LIABILITIES											
CURRENT LIABILITIES											
Loans and funding	4,261	1,421	5,682	119	64	183	222	14	236	1,805	7,906
Derivative financial instruments	178	16	194	-	1	1	25	9	34	30	259
NON-CURRENT LIABILITIES											
Loans and funding	24,098	2,229	26,327	2,960	648	3,608	549	89	638	3,577	34,150
Derivative financial instruments	468	-	468	-	-	-	-	-	-	356	824
Total Gross Debt	27,775	3,646	31,421	3,079	684	3,763	742	101	843	5,768	41,795
Total Net Debt	23,475	3,156	26,631	2,087	444	2,531	420	52	368	4,947	34,477

ANNEX IV – Consolidated Cash Flow

(base date 06/30/2022):

OPERATING ACTIVITIES CASH FLOW - R\$ Million	2Q22	2Q21
Net Income for the Period/Fiscal Year	2,331	2,084
Adjusted by:		
Depreciation and amortization	959	853
Write-off of non-current assets	80	34
Amortization of surplus value	122	108
Income from equity interest	(11)	(3)
Adjustment to fair value of assets classified as held for sale	0	
Income tax	927	745
Net financial income	2,073	808
Estimated replacement value of the concession	(1,208)	(661)
Compensation for hydrological risk - GSF	0	
Other	(4)	(339)
Variations of Assets and Liabilities		
Receivables from clients and other	1,104	150
Public Service Concession (Contractual assets and financial assets)	(1,546)	(1,650)
Accounts payable to suppliers and contractors	(1,831)	(876)
Net salaries, employees' benefits and taxes payable	(185)	(128)
Net sector financial assets and liabilities (Parcel A and other)	1,627	(936)
Other net taxes recoverable and sector charges	(791)	(120)
Provisions net of judicial deposits	(28)	(8)
Other net assets and liabilities	(949)	(143)
Net cash from operations	2,670	(82)
Dividends and interest on equity received	23	0
Debts charges paid	(1,186)	(558)
Net derivative instruments received (paid)	(412)	101
Financial investment revenue	324	49
Interest payment - Leasing	(10)	(6)
Tax on profit paid	(160)	(237)
Cash generated by operating activities	1,249	(733)
Cash flow from investment activities		
Acquisition of current and intangible assets	(1,138)	(704)
Acquisition of subsidiary Neoenergia Brasília, net of regular cash on acquisition	0	0
Capital increase	(34)	(2,415)
Public service concession (Contractual asset)	(2,368)	(15)
Capital advances or payment of equity interest	0	(2,138)
Investment in securities	(448)	0
Redemption of securities	310	(105)
Net derivative instruments paid	0	32
Stock redemption	0	0
Other	0	
Cash used in investment activities	(3,678)	(5,345)
Cash flow of funding activities		
Loans and funding	6,213	7,598
Payment of funding costs	(45)	(34)
Payment of loan and funding principal	(2,765)	(2,894)
Escrow accounts	(3)	0
Liabilities associated with concessions	183	145
Payment of principal - Leasing	(22)	(17)
Net derivative instruments received	201	432
Dividends and equity interest paid to Neoenergia shareholders	(145)	(241)
Dividends and equity interest paid to non-controlling shareholders	(40)	(19)
Capital increase	0	0
Share redemption	0	0
Cash used in investment activities	3,577	4,970
Increase (reduction) of cash and cash equivalents for the year	1,148	(1,108)
Cash and cash equivalents at the beginning of the period	5,545	5,060
Cash and cash equivalents at the end of the period	6,693	3,952



DISCLAIMER

This documents 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 in 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).