

Rio de Janeiro, 21 de julho de 2020 – Neoenergia anuncia hoje os seus resultados do segundo trimestre e seis meses de 2020 (2T20 e 6M20).



DESTAQUES (R\$ MM) 2T20	2T20	2T19	Δ %	6M20	6M19	Δ %
Receita Operacional Líquida	6.580	6.573	0%	13.358	13.487	(1%)
Margem Bruta	2.037	2.205	(8%)	4.427	4.354	2%
Despesas Operacionais (PMSO)	(711)	(772)	(8%)	(1.465)	(1.542)	(5%)
EBITDA	1.106	1.362	(19%)	2.631	2.699	(3%)
Resultado Financeiro	(169)	(371)	(54%)	(483)	(663)	(27%)
Lucro Líquido	423	519	(18%)	999	1.011	(1%)
Ativo Financeiro da Concessão (VNR)	(57)	79	(172%)	14	206	(93%)
IRFS 15	121	57	112%	222	97	129%



INDICADORES OPERACIONAIS						
Volume de energia injetada (GWh)	15.119	16.605	(8,95%)	32.543	34.012	(4,32%)
Mercado cativo + livre (GWh)	13.338	14.542	(8,28%)	28.164	29.407	(4,23%)
Mercado cativo (GWh)	9.963	10.835	(8,05%)	20.894	22.159	(5,71%)
Número de Clientes (mil)	14.141	13.922	1,6%			



Indicadores Financeiros de Dívida	2T20	2019	Variação
Dívida Líquida ⁽¹⁾ /EBITDA ⁽²⁾	3,07	3,00	0,1
EBITDA/Resultado Financeiro ⁽²⁾	4,87	4,27	0,6
Rating Corporativo (S&P)	AAA	AAA	



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

⁽²⁾ EBITDA e Resultado Financeiro de 12 meses

DESTAQUES

- Energia injetada de 15.119 GWh em 2T20 (-8,95% vs. 2T19) e de 32.543 GWh no 6M20 (-4,32% vs. 6M19), impactada pelos efeitos do Covid-19 na atividade econômica;
- Despesas Operacionais de R\$ 711 milhões no 2T20 (-8% vs. 2T19) e de R\$ 1,5 bilhão no 6M20 (-5% vs. 6M19), absorvendo a inflação do período, o crescimento da base de clientes das distribuidoras e o aumento de *headcount* em função dos processos de primarização nas distribuidoras;
- EBITDA de R\$ 1,1 bilhão em 2T20 (-19% vs. 2T19) e de R\$ 2,6 bilhões no 6M20 (-3% vs. 6M19), impactado pelos efeitos do Covid-19 na atividade econômica;
- Lucro de R\$ 423 milhões em 2T20 (-18% vs. 2T19) e de R\$ 999 milhões no 6M20 (-1% vs. 6M19), impactado pelos efeitos do Covid-19 na atividade econômica;
- CAPEX de R\$ 2,3 bilhões no 6M20;
- Alavancagem | Dívida Líquida/EBITA de 3,07 no 2T20;
- Impactos negativos do Covid-19 no EBITDA | Distribuição (mercado e inadimplência) e comercializadora: R\$ 292 milhões (2T20) e R\$ 312 milhões (6M20);
- Em 03 de julho, as distribuidoras da Neoenergia aderiram à Conta-Covid no montante total de R\$ 1,7 bilhão.



TELECONFERÊNCIA 2T20

Quarta-feira, 22 de julho de 2020

Horário: 10:00 (BRT) | 09:00 (EST)

(com tradução simultânea para o inglês)

Telefone para conexão: +55 11 4210-1803 ou +55 11 3181-8565

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.websiteseuro.com/neoenergia/2t20.htm>

A NEOENERGIA S.A., APRESENTA OS RESULTADOS DO SEGUNDO TRIMESTRE (2T20) 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*).

SUMÁRIO

1.	DESEMPENHO OPERACIONAL	3
1.1.	Redes	3
1.2.	Renováveis	11
1.3.	Liberalizados	13
2.	DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO	14
2.1.	Consolidado	14
2.2.	Redes	15
2.3.	Renováveis	20
2.4.	Liberalizado	21
3.	EBITDA (LAJIDA)	22
3.1.	Conciliação do EBITDA	22
4.	RESULTADO FINANCEIRO	23
5.	INVESTIMENTOS	23
5.1.	Controladas e Coligadas	24
5.2.	Redes	24
5.3.	Renováveis	25
5.3.1.	Parques Eólicos	25
5.3.2.	Usinas Hidrelétricas	25
5.4.	Liberalizado	25
6.	ENDIVIDAMENTO	25
6.1.	Posição de Dívida e Alavancagem Financeira	25
6.2.	Cronograma de amortização das dívidas	26
6.3.	Perfil Dívida	26
7.	RATING	27
8.	MERCADO DE CAPITAIS	27
9.	OUTROS TEMAS	28
9.1.	Adesão à Conta-Covid	28
9.2.	Tarifas	28
9.3.	Cientes Baixa Renda	28
10.	NOTA DE CONCILIAÇÃO	29
	ANEXO I – Ativos de Transmissão em Implementação	30
	ANEXO II – Ativos Eólicos em Construção	31
	ANEXO III – Quadros Gerenciais por Segmentos	32

1. DESEMPENHO OPERACIONAL

O Grupo Neoenergia possui três segmentos estratégicos, que são apresentados da seguinte forma: (i) Redes – distribuição e transmissão; (ii) Renováveis – geração eólica e hidrelétricas e (iii) Liberalizado – geração térmica a gás e comercialização de energia.

1.1. Redes

1.1.1. Distribuidoras

1.1.1.1 Número de Consumidores

A tabela a seguir reflete a quantidade de consumidores ativos no 2T20 em cada distribuidora do Grupo Neoenergia. Em comparação com 2T19, houve aumento de 219 mil consumidores (+1,6%).

Número de Consumidores (milhares)	2T20					2T19					VARIÇÃO				
	Consolidado	COELBA	CELPE	COSERN	ELEKTRO	Consolidado	COELBA	CELPE	COSERN	ELEKTRO	Consolidado	COELBA	CELPE	COSERN	ELEKTRO
Residencial	12.447	5.426	3.374	1.286	2.362	12.202	5.317	3.302	1.276	2.307	245	109	72	9	54
Industrial	39	14	5	1	20	42	14	5	1	22	(3)	0	0	0	-2
Comercial	928	406	225	101	196	929	403	232	101	193	(1)	3	-7	0	3
Rural	558	229	146	57	126	584	234	156	61	134	(26)	-5	-10	-4	-8
Outros	168	81	33	25	30	165	80	33	24	29	3	1	0	1	1
Total	14.141	6.155	3.782	1.470	2.734	13.922	6.047	3.726	1.464	2.685	219	108	56	6	49

1.1.1.2. Evolução do Mercado

A energia distribuída (cativo + livre) pelas Distribuidoras da Neoenergia foi 13.338 GWh no 2T20 (-8,3% vs. 2T19) e de 28.164 GWh no 6M20 (-4,2% vs. 6M19). A ordem de afastamento social em função do Covid-19 impactou negativamente as classes comercial, industrial e livre, sendo arrefecida pelo maior crescimento no segmento residencial e maior quantidade de clientes.

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

Energia Distribuída - Mercado Cativo (GWh)	COELBA			CELPE			COSERN			ELEKTRO			CONSOLIDADO		
	2T20	2T19	%	2T20	2T19	%	2T20	2T19	%	2T20	2T19	%	2T20	2T19	%
Residencial	1.861	1.824	2,0%	1.397	1.310	6,6%	607	554	9,6%	1.205	1.145	5,2%	5.070	4.833	4,9%
Industrial	266	351	(24,2%)	116	231	(49,8%)	56	68	(17,6%)	265	376	(29,5%)	704	1.026	(31,4%)
Comercial	626	851	(26,4%)	469	645	(27,3%)	181	244	(25,8%)	455	555	(18,0%)	1.730	2.295	(24,6%)
Rural	457	478	(4,4%)	138	154	(10,4%)	70	71	(1,4%)	263	248	6,0%	928	951	(2,4%)
Outros	601	697	(13,8%)	430	474	(9,3%)	169	192	(12,0%)	332	367	(9,5%)	1.532	1.730	(11,4%)
Energia Distribuída - Mercado Cativo Total	3.811	4.202	(9,3%)	2.549	2.813	(9,4%)	1.084	1.128	(3,9%)	2.519	2.692	(6,4%)	9.963	10.835	(8,0%)
Mercado Livre	925	1.015	(8,9%)	745	769	(3,1%)	228	265	(14,0%)	1.477	1.658	(10,9%)	3.375	3.707	(9,0%)
TOTAL (Cativo+Livre)	4.736	5.217	(9,2%)	3.294	3.582	(8,0%)	1.312	1.393	(5,8%)	3.996	4.350	(8,1%)	13.338	14.542	(8,3%)

	COELBA			CELPE			COSERN			ELEKTRO			CONSOLIDADO		
	6M20	6M19	%	6M20	6M19	%	6M20	6M19	%	6M20	6M19	%	6M20	6M19	%
Energia Distribuída - Mercado Cativo (GWh)															
Residencial	3.789	3.746	1,1%	2.782	2.647	5,1%	1.209	1.137	6,3%	2.521	2.458	2,6%	10.301	9.988	3,1%
Industrial	574	705	(18,6%)	254	463	(45,1%)	125	145	(13,8%)	576	746	(22,8%)	1.529	2.060	(25,8%)
Comercial	1.472	1.745	(15,6%)	1.085	1.282	(15,4%)	427	500	(14,6%)	1.066	1.189	(10,3%)	4.050	4.715	(14,1%)
Rural	866	980	(11,6%)	294	323	(9,0%)	173	174	(0,6%)	505	507	(0,4%)	1.838	1.984	(7,4%)
Outros	1.257	1.387	(9,4%)	881	919	(4,1%)	353	373	(5,4%)	684	733	(6,7%)	3.176	3.412	(6,9%)
Energia Distribuída - Mercado Cativo Total	7.958	8.564	(7,1%)	5.297	5.634	(6,0%)	2.287	2.329	(1,8%)	5.352	5.634	(5,0%)	20.894	22.159	(5,7%)
Mercado Livre	2.014	1.984	1,5%	1.625	1.512	7,5%	503	533	(5,6%)	3.128	3.219	(2,8%)	7.270	7.248	0,3%
TOTAL (Cativo+Livre)	9.972	10.548	(5,5%)	6.922	7.146	(3,1%)	2.790	2.862	(2,5%)	8.480	8.853	(4,2%)	28.164	29.407	(4,2%)

O consumo residencial apresentou crescimento em todas as distribuidoras, consolidando aumento de 4,9% no 2T20 e de 3,1% no 6M20 em relação aos mesmos períodos de 2019, impulsionado tanto pelo aumento na base de clientes como pela realidade de isolamento social imposta pelo Covid-19.

A análise da classe industrial somada ao mercado livre revelou queda de 13,8% no 2T20 vs. 2T19, principalmente em função dos efeitos da pandemia na atividade econômica. Pelos mesmos motivos, no 6M20 a retração da classe industrial + mercado livre foi de 5,5% vs. 6M19.

A classe comercial cativa apresentou queda de 24,6% no 2T20 vs. 2T19, também influenciada pelo isolamento social imposto pelo Covid-19. No 6M20, a queda de 14,1% vs. 6M19 foi impactada pelos mesmos motivos.

A queda de consumo da classe rural no 2T20 (-2,4% vs. 2T19) e no 6M20 (-7,4% vs. 6M19) está diretamente associada ao aumento do volume de chuvas no período, o que gerou menor demanda de irrigação, além do próprio Covid-19.

As outras classes apresentaram decréscimo de 11,4% no 2T20 vs. 2T19 e de 6,9% no 6M20 vs. 6M19, refletindo principalmente a queda de consumo de unidades de Serviço Público em função do Covid-19.

1.1.1.3. Balanço Energético

A energia injetada (energia fornecida aos clientes próprios + concessionárias de fronteira + clientes livres + perdas) atingiu o patamar de 15.119 GWh no 2T20 (-8,95% vs. 2T19), em função da redução das atividades econômicas no período devido ao Covid-19. No 6M20, a energia injetada pelas distribuidoras do Grupo diminuiu 4,32% vs. 6M19 em virtude do impacto do Covid-19, atingindo 32.543 GWh.





BALANÇO ENERGÉTICO (GWh)	2T20	2T19	2T20 x 2T19		6M20	6M19	6M20 x 6M19	
			Dif	%			Dif	%
CONSOLIDADO								
Mercado Cativo	9.963	10.835	(872)	(8,05%)	20.894	22.161	(1.267)	(5,72%)
Mercado Livre + Suprimento	3.375	3.707	(331)	(8,96%)	7.270	7.248	21	0,30%
Energia Entregue (A)	13.338	14.542	(1.204)	(8,28%)	28.164	29.409	(1.245)	(4,23%)
Perdas Totais (B)	1.781	2.063	(282)	(13,67%)	4.379	4.603	(224)	(4,87%)
Energia Injetada (C) = (A) + (B)	15.119	16.605	(1.486)	(8,95%)	32.543	34.012	(1.469)	(4,32%)
PT/ Energia Requerida % (B)/(C)	11,78%	12,42%	-0,64 p.p.	-	13,46%	13,53%	-0,08 p.p.	-





BALANÇO ENERGÉTICO (GWh)	2T20	2T19	2T20 x 2T19		6M20	6M19	6M20 x 6M19	
			Dif	%			Dif	%
COELBA								
Mercado Cativo	3.811	4.202	(391)	(9,31%)	7.958	8.564	(606)	(7,08%)
Mercado Livre + Suprimento	925	1.015	(90)	(8,87%)	2.014	1.984	30	1,51%
Energia Entregue (A)	4.736	5.217	(481)	(9,22%)	9.972	10.548	(576)	(5,46%)
Perdas Totais (B)	827	932	(105)	(11,27%)	1.894	2.034	(140)	(6,88%)
Energia Injetada (C) = (A) + (B)	5.563	6.149	(586)	(9,53%)	11.866	12.582	(716)	(5,69%)
PT/ Energia Requerida % (B)/(C)	14,87%	15,16%	-0,29 p.p.	-	15,96%	16,17%	-0,20 p.p.	-
CELPE								
Mercado Cativo	2.549	2.813	(264)	(9,38%)	5.297	5.634	-337	-5,98%
Mercado Livre + Suprimento	745	769	-24	-3,12%	1.625	1.512	113	7,47%
Energia Entregue (A)	3.294	3.582	-288	-8,04%	6.922	7.146	-224	-3,13%
Perdas Totais (B)	674	726	(52)	(7,16%)	1.620	1.580	40	2,53%
Energia Injetada (C) = (A) + (B)	3.968	4.308	(340)	(7,89%)	8.542	8.726	-184	-2,11%
PT/ Energia Requerida % (B)/(C)	16,99%	16,85%	0,13 p.p.	-	18,97%	18,11%	0,86 p.p.	-
COSERN								
Mercado Cativo	1.084	1.128	(44)	(3,90%)	2.287	2.329	(42)	(1,80%)
Mercado Livre + Suprimento	228	265	(37)	(13,96%)	503	533	(30)	(5,63%)
Energia Entregue (A)	1.312	1.393	(81)	(5,81%)	2.790	2.862	(72)	(2,52%)
Perdas Totais (B)	105	142	(37)	(26,06%)	266	280	(14)	(5,00%)
Energia Injetada (C) = (A) + (B)	1.417	1.535	(118)	(7,69%)	3.056	3.142	(86)	(2,74%)
PT/ Energia Requerida % (B)/(C)	7,41%	9,25%	-1,84 p.p.	-	8,70%	8,91%	-0,21 p.p.	-
ELEKTRO								
Mercado Cativo	2.519	2.692	(173)	(6,43%)	5.352	5.634	-282	(5,01%)
Mercado Livre + Suprimento	1.477	1.658	-180	-10,92%	3.128	3.219	-91	-2,83%
Energia Entregue (A)	3.996	4.350	-354	-8,14%	8.480	8.853	-373	-4,21%
Perdas Totais (B)	175	263	(88)	(33,46%)	599	709	(110)	(15,51%)
Energia Injetada (C) = (A) + (B)	4.171	4.613	-442	-9,58%	9.079	9.562	-483	-5,05%
PT/ Energia Requerida % (B)/(C)	4,20%	5,70%	-1,51 p.p.	-	6,60%	7,41%	-0,82 p.p.	-

NOTA: Os números no Balanço Energético refletem o trimestre e semestre, desta forma o índice de PT/ Energia Requerida também reflete as perdas do trimestre e semestre.

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 fornecida/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 totais 12 meses (%)												
	Perda Técnica			Perda Não Técnica			Perda Total						
	2T19	1T20	2T20	2T19	1T20	2T20	2T19	Aneel 19	3T19	4T19	1T20	2T20	Aneel 20
 COELBA	11,22%	10,89%	10,65%	4,14%	4,33%	4,51%	15,36%	14,27%	15,12%	15,30%	15,23%	15,16%	14,43%
 CELPE	8,39%	8,10%	8,11%	9,36%	9,63%	9,68%	17,75%	16,06%	17,34%	17,35%	17,74%	17,79%	16,28%
 COSERN	8,44%	8,39%	8,50%	1,66%	1,90%	1,40%	10,10%	10,71%	9,92%	9,99%	10,29%	9,90%	10,78%
 ELEKTRO	5,85%	5,83%	5,72%	2,21%	1,86%	1,68%	8,07%	6,57%	8,03%	7,79%	7,69%	7,40%	8,14%

DISTRIBUIDORAS	Perdas totais 12 meses (GWh)												
	Perda Técnica			Perda Não Técnica			Perda Total						
	2T19	1T20	2T20	2T19	1T20	2T20	2T19	Aneel 19	3T19	4T19	1T20	2T20	Aneel 20
 COELBA	2.744,6	2.715,5	2.591,9	1.013,7	1.080,2	1.098,7	3.758,3	3.439,8	3.713,1	3.833,6	3.795,7	3.690,5	3.386,9
 CELPE	1.439,6	1.410,2	1.384,0	1.605,3	1.676,6	1.651,0	3.044,8	2.698,4	2.971,9	2.991,4	3.086,8	3.035,0	2.636,2
 COSERN	540,8	541,5	538,6	106,1	122,7	88,6	646,9	1.226,3	636,2	641,6	664,3	627,2	1.464,3
 ELEKTRO	1.109,7	1.114,3	1.067,3	419,6	355,8	314,1	1.529,3	1.226,3	1.526,7	1.491,1	1.470,1	1.381,5	1.464,3

Na Coelba, as Perdas Totais na visão 12 meses seguem trajetória de queda desde o 4T19, de modo que encerraram o 2T20 em 15,16%, redução de -0,07p.p. vs. 1T20 e de -0,20p.p. em relação ao 2T19. Da mesma forma, a quantidade de energia perdida na visão 12 meses também vem apresentando redução desde o 4T19, chegando no 2T20 ao volume de 3.690,5 GWh. Importante ressaltar que a distância da cobertura tarifária, que era de 1,09p.p. no 2T19 diminuiu para 0,73p.p. no 2T20.

As Perdas Totais na visão 12 meses da Celpe encerraram o 2T20 em 17,79%, praticamente em linha com o observado no 1T20 (17,74%) e em 2T19 (17,75%). Todavia, a distância da cobertura tarifária, que era de 1,70p.p. no 2T19 diminuiu para 1,51p.p. no 2T20. Importante destacar que a energia perdida na visão 12 meses (3.035,0 GWh) foi menor que a observada no 1T20 (3.086,8 GWh) e no 2T19 (3.044,8 GWh), de modo que a piora no indicador se deve à queda da energia injetada no mercado de alta tensão, segmento com baixo índice de perdas, que por sua vez caiu 3,97% na visão 12 meses 2T20 vs. 1T20 devido aos impactos da Covid-19 na economia.

As Perdas Totais na visão 12 meses da Cosern no 2T20, de 9,90%, apresentaram queda em relação aos últimos trimestres: de -0,39p.p. vs. 1T20 (10,29%); de -0,09p.p. vs. 4T19 (9,99%); e de -0,20p.p. vs. 2T19 (10,10%). Da mesma forma, a quantidade de energia perdida na visão 12 meses também vem apresentando redução, chegando no 2T20 ao volume de 627,2 GWh. Importante ressaltar que a Cosern segue com seu patamar de perdas abaixo do limite regulatório de 10,78%.

As Perdas Totais na visão 12 meses da Elektro no 2T20, de 7,40%, apresentaram queda em relação aos últimos trimestres: de -0,29p.p. vs. 1T20 (7,69%), de -0,39p.p. vs. 4T19 (7,79%), e de -0,67p.p. em comparação ao 2T19 (8,07%). Da mesma forma a quantidade de energia perdida na visão 12 meses também vem apresentando redução desde o 2T19, chegando no 2T20 ao volume de 1.381,5 GWh. Vale ressaltar que a Elektro manteve seu patamar de perdas abaixo do limite regulatório de 8,14%.

1.1.1.5. Arrecadação e Inadimplência

O índice de arrecadação é um indicador impactado diretamente pela capacidade de pagamento dos clientes e da eficácia das ações de cobrança da Companhia.

Os gráficos abaixo retratam o índice de arrecadação sobre contas vencidas das distribuidoras da Neoenergia ao longo dos trimestres. Tais dados excluem o segmento Baixa Renda, a fim de tornar a comparação mais adequada, haja vista o subsídio integral que tais faturas experimentaram ao longo do 2T20.



Com base nos gráficos acima percebe-se uma evolução na inadimplência do 1T20 para o 2T20, mas, os patamares ainda são inferiores aos níveis do ano anterior, pré pandemia.

A respeito da inadimplência, a PECLD no 6M20 foi de R\$ 147 milhões reflexo da ordem regulatória de suspensão de algumas ações de corte, aliada à própria desaceleração da economia no período, ambas por conta do Covid-19.

Do montante de R\$ 147 milhões, R\$ 20 milhões foram registrados em março/20 e R\$ 127 milhões no 2T20.

Vale dizer que este impacto é o efeito combinado de uma evolução do saldo de “contas a receber vencidas” há mais de 90 dias e de uma redução de 2,93p.p. na arrecadação média de faturas vencidas no 6M20, em comparação ao mesmo período anterior (conforme gráficos acima), ambas em função do Covid-19.

Ainda sobre a PECLD, é importante lembrar que desde o 3T19, a Companhia adota uma postura mais objetiva no provisionamento baseado no histórico do comportamento de pagamento, por classe de cliente (*aging*) dos últimos 60 meses, estruturado em 4 carteiras: (i) carteira não parcelada, (ii) carteira parcelada, (iii) carteira Fraude (faturamento retroativo resultante das ações de inspeção de combate às perdas) e (iv) carteira Jurídica (dívidas vencidas que passam a ser tratadas judicialmente).

Nas quatro distribuidoras do Grupo observou-se os seguintes impactos do Covid-19 na PECLD:

- Coelba: R\$ 37 milhões no 2T20 e R\$ 41 milhões no 6M20.
- Celpe: R\$ 48 milhões no 2T20 e R\$ 59 milhões no 6M20.

- Cosern: R\$ 9 milhões no 2T20 e R\$ 9 milhões no 6M20.

- Elektro: R\$ 33 milhões no 2T20 e R\$ 38 milhões no 6M20.

Bom lembrar que a Neoenergia tem aproximadamente 35% dos clientes com pagamentos em canais digitais, e medidas como pagamento via cartão de crédito para facilitar o pagamento da conta e campanhas em diversas mídias de sensibilização quanto à importância de pagar a conta de luz, têm sido adotadas. Além disso, a Neoenergia tem trabalhado junto à ANEEL para que este desequilíbrio econômico seja endereçado via Revisão Tarifária Extraordinária (RTE).

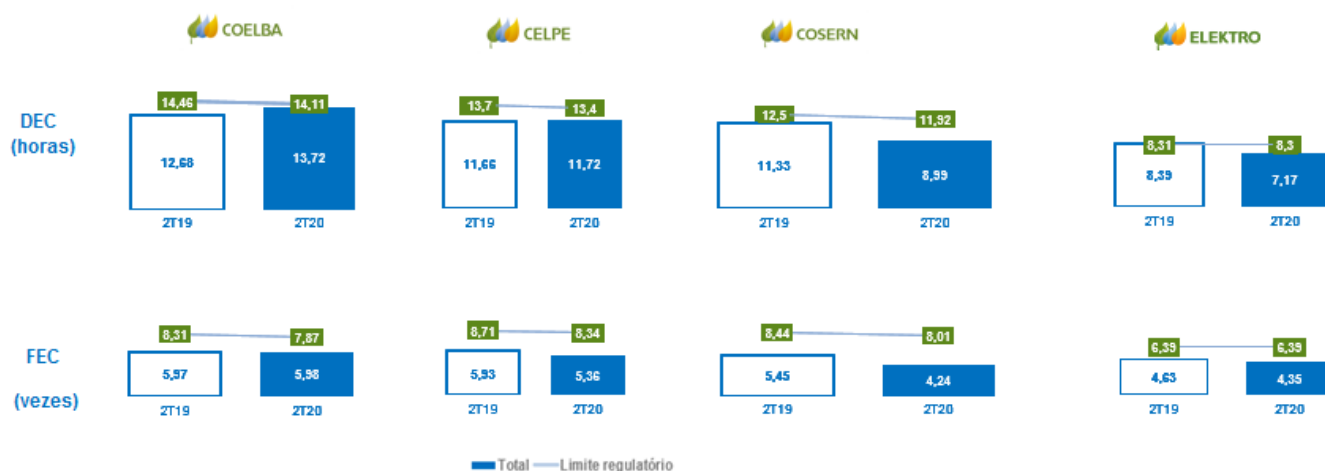
PECLD/ ROB		2T19	3T19	4T19	1T20	2T20	1T20 x 2T20	2T20 x 2T19	6M20	6M19	Var.	Limite Regulatório
COELBA	ROB	2.720	2.639	3.111	2.806	2.356	(16,04%)	(13,38%)	5.162	5.449	-5,28 p.p.	-
	PECLD	25	34	46	32	67	109,38%	168,00%	99	47	111,72 p.p.	-
	Inadimplência	0,93%	1,30%	1,47%	1,15%	2,84%	1,69 p.p.	1,91 p.p.	1,92%	0,86%	1,06 p.p.	1,16%
CELPE	ROB	1.834	1.705	2.006	1.894	1.629	(13,99%)	(11,18%)	3.523	3.599	-2,13 p.p.	-
	PECLD	27	44	40	46	85	84,78%	214,81%	131	50	160,06 p.p.	-
	Inadimplência	1,45%	2,60%	1,99%	2,42%	5,23%	2,82 p.p.	3,78 p.p.	3,72%	1,40%	2,32 p.p.	1,40%
COSERN	ROB	696	719	805	758	639	(15,70%)	(8,19%)	1.397	1.395	0,13 p.p.	-
	PECLD	3	2	(2)	(0)	7	-	133,33%	7	5	31,55 p.p.	-
	Inadimplência	0,40%	0,31%	(0,25%)	(0,04%)	1,11%	1,15 p.p.	0,71 p.p.	0,48%	0,37%	0,12 p.p.	0,40%
ELEKTRO	ROB	1.928	1.872	1.912	1.872	1.609	(14,05%)	(16,55%)	3.481	4.110	-15,32 p.p.	-
	PECLD	17	31	30	31	56	80,65%	229,41%	87	35	149,28 p.p.	-
	Inadimplência	0,90%	1,65%	1,54%	1,65%	3,47%	1,82 p.p.	2,57 p.p.	2,49%	0,85%	1,64 p.p.	0,39%

NOTA: PECLD considera o valor provisionado + correção monetária.

1.1.1.6. DEC e FEC

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.

Todas as distribuidoras do Grupo estão abaixo do limite regulatório tanto para o DEC 12 meses quanto para o FEC 12 meses, conforme ilustrado nos gráficos abaixo:



NOTA: Devido ao fato de o prazo de apuração dos indicadores de qualidade de junho de 2020 ser posterior ao período de divulgação deste relatório, os dados apresentados são estimados. Os indicadores de junho de 2019 foram ajustados para a apuração definitiva.

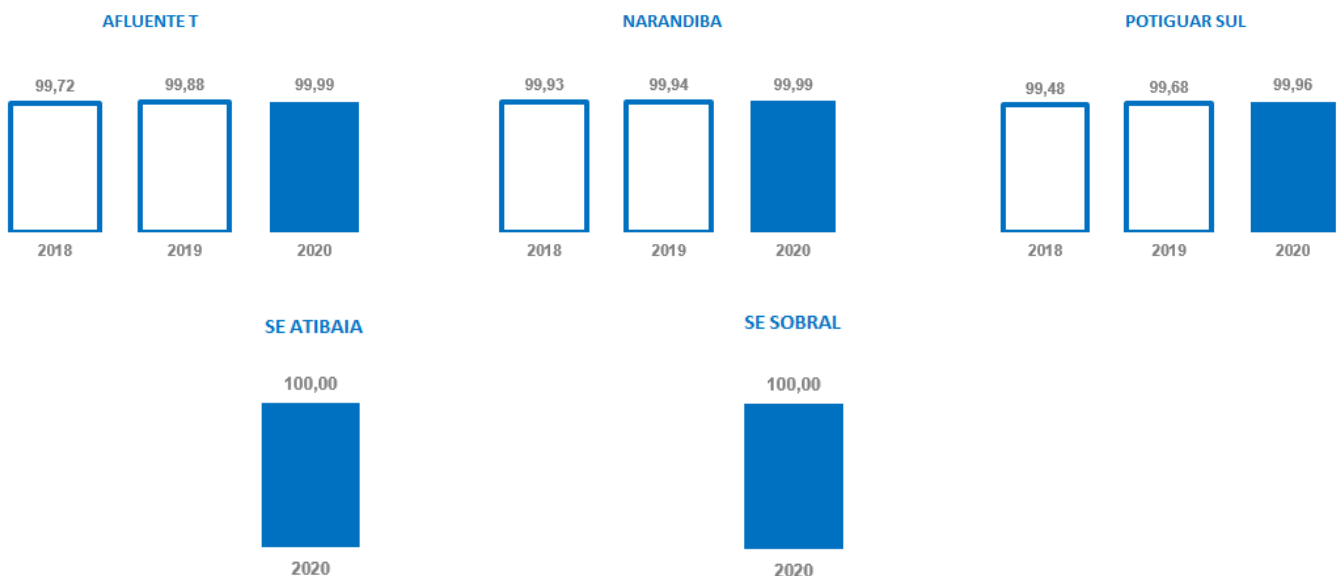
1.1.2. Transmissoras

Em junho de 2020, estavam em operação cinco ativos de transmissão do Grupo Neoenergia (Afluentes T, Naranjiba, Potiguar Sul, Neoenergia Atibaia Transmissão de Energia e Neoenergia Sobral Transmissão de Energia).

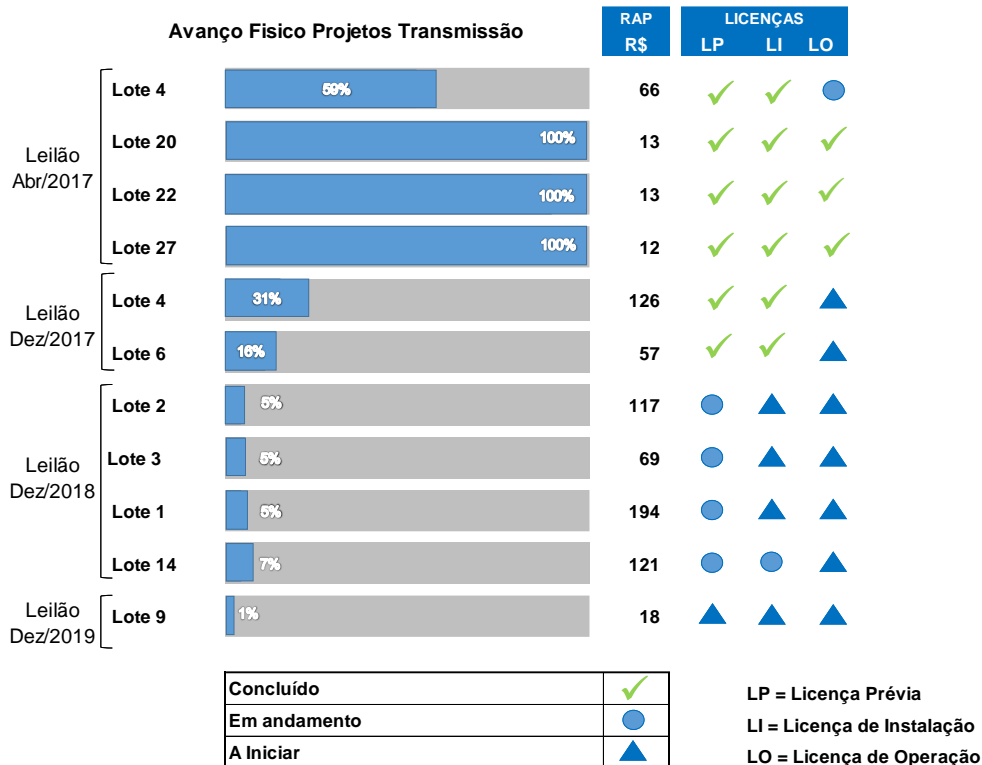
Operacionais	Estado	Participação Neoenergia	Entrada Operação (Prazo ANEEL)	Final da Concessão
AFLUENTE T (Extensão Total 489,1 Km)				
Linhas de Transmissão				
LT 230 KV Itagibá - Funil C-1 LT 230 KV Brumado II - Itagibá C-1 LT 230 KV Ford - Pólo C-2 LT 230 KV Pólo - Camaçari IV C-2 LT 230 KV Ford - Pólo C-1 LT 230 KV Pólo - Camaçari IV C-1 LT 230 KV Tomba - Governador Mangabeira C-1 LT 230 KV Tomba - Governador Mangabeira C-2 LT 138 KV Funil - Poções C-1	BA	87,80%	13/09/2009 13/09/2009 02/08/2009 19/01/2015 24/11/2009 18/01/2015 31/01/2016 31/12/1990 01/05/1993	08/08/2027
Subestações Rede Básica				
Tomba Brumado II - 230/69kV Itagibá	BA	87,80%	31/12/1990 11/12/2002 13/09/2009	08/08/2027
SE NARANDIBA				
Subestações Rede Básica				
Subestação de Naranjiba Subestação Brumado II - 230/138kV Subestação Extremoz II - 230/69kV	BA RN	100%	06/06/2011 21/09/2014 04/07/2015	28/01/2039 28/08/2042 10/05/2042
POTIGUAR SUL (Extensão Total 196,1 Km)				
Linhas de Transmissão				
LT 500 KV Campina Grande III - Ceará-Mirim II-C2	RN / PB	100%	07/11/2016	01/08/2043
Neoenergia Atibaia Transmissão de Energia S.A.				
Subestações Rede Básica				
SE Fernão Dias	SP	100%	11/02/2021	11/08/2047
Neoenergia Sobral Transmissão de Energia S.A.				
Subestações Rede Básica				
SE Sobral III	CE	100%	11/02/2021	11/08/2047
Neoenergia Biguaçu Transmissão de Energia S.A.				
Subestações Rede Básica				
SE Biguaçu	SC	100%	11/02/2021	11/08/2047

1.1.2.1. Taxa de Disponibilidade da Linha

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 pela ONS.



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



NOTA: Evolução em 30 de junho de 2020.

Os projetos de construção dos lotes de transmissão obtidos nos leilões de Abril/17, Dezembro/17 e Dezembro/18 seguem com avanços significativos, apesar das dificuldades pontuais enfrentadas no início da pandemia do Covid, confirmando a rentabilidade prevista pela Neoenergia.

Leilão de Abril/2017

- Lote 20 (Neoenergia Atibaia Transmissão de Energia S.A.) – Concluído com antecedência de 14 meses em relação ao Prazo Contratual Aneel (fevereiro de 2021) e CAPEX 38% inferior ao investimento estimado originalmente pela Aneel.
- Lote 27 (Neoenergia Sobral Transmissão de Energia S.A.) – Concluído com antecedência de 13 meses em relação ao Prazo Contratual Aneel (fevereiro de 2021) e CAPEX 33% inferior ao investimento estimado originalmente pela Aneel.
- Lote 4 (Neoenergia Dourados Transmissão de Energia S.A.) – Içamento das torres, lançamento de cabos e construção da subestação iniciados. Entrega de 1 (147 km e 230 kV) de 5 trechos já com liberação de RAP parcial com 25 meses de antecedência em relação ao prazo contratual da Aneel (agosto de 2022). Previsão de liberação de RAP de mais 1 trecho até dezembro de 2020.
- Lote 22 (Neoenergia Biguaçu Transmissão de Energia S.A.) – Concluído com antecedência de 7 meses em relação ao Prazo Contratual Aneel (fevereiro de 2021) e CAPEX 27% inferior ao investimento estimado originalmente pela Aneel.

Leilão de Dezembro/2017

- Lote 4 (Neoenergia Jalapão Transmissão de Energia S.A.) – Obras em andamento com expectativa de antecipação em relação ao *Business Plan*;

- Lote 6 (Neoenergia Santa Luzia Transmissão de Energia S.A.) – Obras em andamento com expectativa de antecipação em relação ao *Business Plan*.

Leilão de Dezembro/2018:

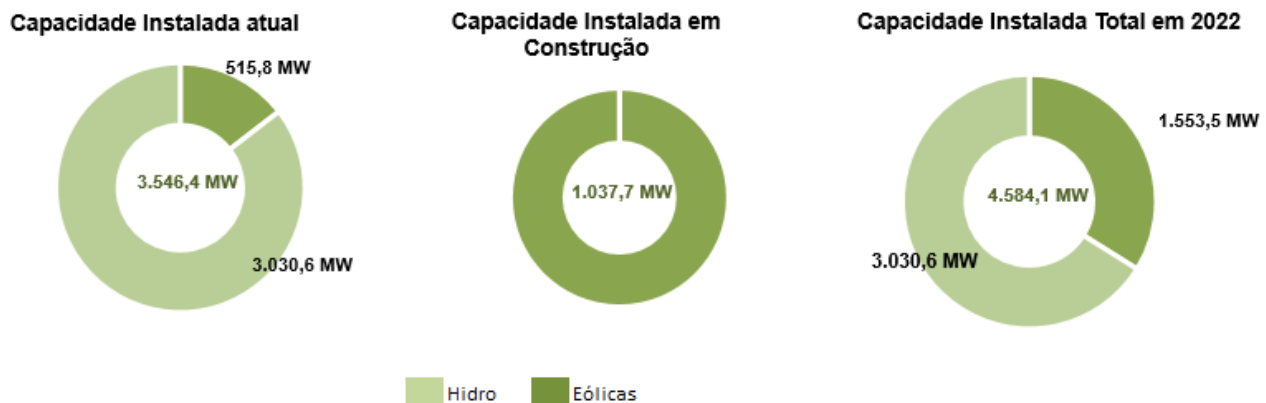
- Lotes 1 (Neoenergia Vale do Itajaí Transmissão de Energia S.A), 2 (Neoenergia Guanabara Transmissão de Energia S.A.) e 3 (Neoenergia Itabapoana Transmissão de Energia S.A.) – LPs em andamento;
- Lote 14 (Neoenergia Lagoa dos Patos Transmissão de Energia S.A.) – Licença de Instalação obtida para as duas subestações (SE Marmeleiros-2 e SE Livramento-3).

Leilão de Dezembro/2019:

- Lote 9, localizado na Bahia, compreende 1 linha de transmissão de 210km e 2 subestações. CAPEX Aneel estimado de R\$ 303 milhões e Receita Anual Permitida (RAP) de R\$ 18 milhões. O Lote já conta com 97% do CAPEX contratado.

1.2. Renováveis

O Grupo Neoenergia atua no setor de energia renovável por meio de duas frentes: a eólica e a hídrica. Os ativos em operação e em construção totalizam 44 parques eólicos e 7 usinas hidrelétricas.



1.2.1. Parques Eólicos

No 2T20, a Companhia atuou no segmento de geração renovável por meio de 17 parques eólicos, com uma capacidade instalada de 515,8 MW: Arizona I; Caetité I, II e III; Calango I, II, III, IV, V e VI; Mel II; Santana I e II; Canoas; Lagoa I e II; e Rio do Fogo.

A Companhia possui dois complexos em processo de construção: Chafariz, localizado na Paraíba (15 parques com capacidade de 471,2 MW) e Oitis, no Piauí e na Bahia (12 parques com capacidade de 566,5 MW).

O portfólio de ativos eólicos totalizará 1,6 GW em 2022, dos quais 51% estará destinado 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 Caetité 1	100%	BA	Caetité	30,00	13,00	28/10/2042
EOL Caetité 2	100%	BA	Caetité	30,00	14,7	06/02/2046
EOL Caetité 3	100%	BA	Caetité	30,00	11,2	23/02/2046
EOL Calango 1	100%	RN	Bodó e Santana do Mato	30,00	13,9	27/04/2046
EOL Calango 3	100%	RN	Bodó, Santana do Mato e Lagoa Nova	30,00	13,9	29/05/2046
EOL Rio do Fogo (ENERB)	100%	RN	Rio do Fogo	49,30	17,9	18/12/2031
EOL Arizona 1	100%	RN	Rio do Fogo	28,00	12,9	03/03/2046
EOL Mel 2	100%	RN	Areia Branca	20,00	8,8	27/02/2046
EOL Calango 6	100%	RN	Bodó e Cerro Corá	30,00	18,5	19/11/2049
EOL Santana 1	100%	RN	Bodó, Lagoa Nova e Cerro Corá	30,00	17,3	13/11/2049
EOL Santana 2	100%	RN	Bodó e Lagoa Nova	24,00	13,1	13/11/2049
EOL Calango 2	100%	RN	Bodó	30,00	12,8	08/05/2046
EOL Calango 4	100%	RN	Bodó	30,00	12,8	18/05/2046
EOL Calango 5	100%	RN	Bodó	30,00	13,7	01/06/2046
EOL Canoas	100%	PB	São José do Sabugi e Junco do Seridó	31,50	17,7	03/08/2050
EOL Lagoa 2	100%	PB	São José do Sabugi e Santa Luzia	31,50	17,5	03/08/2050
EOL Lagoa 1	100%	PB	São José do Sabugi e Santa Luzia	31,50	18,7	03/08/2050

No 2T20 o montante de energia eólica gerado foi de 411 GWh (-1,71% vs. 2T19) e de 653 GWh no 6M20 (-13,39% vs. 6M19), em função do baixo recurso eólico. A disponibilidade no 2T20 foi acima de 97%, conforme programado.

1.2.1.1. Evolução da construção dos parques eólicos

Avanço Físico Eólicas	LICENÇAS		
	LP	LI	LO
Complexo Chafariz	✓	✓	▲
Complexo Oitis	✓	●	▲

Concluído	✓
Em andamento	●
A Iniciar	▲

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

Todos os parques eólicos do Complexo Chafariz já obtiveram licença de instalação e outorga; as obras foram iniciadas em outubro de 2019, três meses antes do previsto, e já contam com 100% do CAPEX contratado.

Apesar de algumas dificuldades no início da pandemia do Covid-19, as obras do Complexo Chafariz se encontram normalizadas, com mais de mil colaboradores no canteiro de obra, atentando para todos os protocolos de saúde e higiene, sem impactar a rentabilidade prevista do projeto.

Os parques eólicos do Complexo Oitis se encontram em linha com o *Business Plan*.

1.2.2. Hidrelétricas

A Neoenergia tem participação em 7 usinas hidrelétricas: 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)	Fim da Concessão
UHE Itapebi	100%	BA	Rio Jequitinhonha	462,01	209,1	31/08/2035
UHE Corumbá III	70%	GO	Rio Corumbá	96,45	49,3	14/02/2037
UHE Baguari I	51%	MG	Rio Doce	140,00	84,7	31/12/2039
UHE Dardanelos - Águasda	51%	MT	Rio Aripuanã	261,00	154,9	02/01/2043
Teles Pires	51%	MT / PA	Rio Teles Pires	1.819,80	930,7	06/06/2046
Belo Monte	10%	PA	Rio Xingu	11.233,10	4571	25/08/2045
Baixo Iguaçu - Geração Céu	70%	PR	Rio Iguaçu	350,20	172,4	30/10/2049

1.3. Liberalizados

1.3.1. Termopernambuco

A Termopernambuco é uma térmica inserida no PPT (Programa Prioritário de Térmicas). Possui PPAs com Coelba (65 MW) e Celpe (390 MW) com duração até 2024, que garantem a receita da usina. Tem capacidade instalada de 533 MW e energia assegurada de 504 MW; sua autorização vence em 2030.

No segundo trimestre de 2020 houve uma geração de energia 77,22% inferior ao mesmo período de 2019, atingindo 100 GWh (vs. 439 GWh no 2T19). Essa variação é explicada pela menor quantidade de dias de operação no 2T20 vs. 2T19. No 2T20 foram 83 dias de parada, sendo 10 dias para manutenção e 73 por não despacho (queda da demanda – impacto Covid-19), ao passo que no 2T19 foram 61 dias de parada. Importante frisar que o efeito no resultado da Companhia é minimizado pela compra de energia a preços inferiores ao custo variável unitário, para suprir seus contratos de venda.

Já no acumulado do ano de 2020, houve uma geração de energia 5,37% superior ao 6M19, chegando a 1.119 GWh (vs. 1.062 GWh no 6M19). Esse aumento se deve à maior quantidade de dias em operação em 2020, já que no primeiro semestre de 2020 a planta ficou parada por 92 dias, sendo 10 dias para manutenção e 82 por não ter sido despachada, enquanto no mesmo período de 2019 a planta ficou 97 dias sem operar.

2. DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO

2.1. Consolidado

DRE CONSOLIDADO (R\$ MM)	2T20	2T19	Variação		6M20	6M19	Variação	
			R\$	%			R\$	%
Receita Operacional Líquida ⁽¹⁾	6.580	6.573	7	-	13.358	13.487	(129)	(1%)
Custos Com Energia ⁽²⁾	(4.486)	(4.447)	(39)	1%	(8.945)	(9.339)	394	(4%)
Margem Bruta s/VNR	2.094	2.126	(32)	(2%)	4.413	4.148	265	6%
Ativo Financeiro da Concessão (VNR)	(57)	79	(136)	(172%)	14	206	(192)	(93%)
MARGEM BRUTA	2.037	2.205	(168)	(8%)	4.427	4.354	73	2%
Despesa Operacional (PMSO)	(711)	(772)	61	(8%)	(1.465)	(1.542)	77	(5%)
PECLD	(209)	(71)	(138)	194%	(317)	(139)	(178)	128%
(+) Equivalência Patrimonial	(11)	-	(11)	-	(14)	26	(40)	(154%)
EBITDA	1.106	1.362	(256)	(19%)	2.631	2.699	(68)	(3%)
Depreciação e Amortização	(400)	(373)	(27)	7%	(780)	(718)	(62)	9%
Resultado Financeiro	(169)	(371)	202	(54%)	(483)	(663)	180	(27%)
IR/CS	(102)	(78)	(24)	31%	(335)	(268)	(67)	25%
Minoritário	(12)	(21)	9	(43%)	(34)	(39)	5	(13%)
LUCRO LÍQUIDO	423	519	(96)	(18%)	999	1.011	(12)	(1%)

⁽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 apresentou Margem Bruta de R\$ 2.037 milhões no 2T20, redução de R\$ 168 milhões vs. 2T19, impactada pelos efeitos do Covid-19 (sendo -R\$ 151 milhões nas distribuidoras e -R\$ 14 milhões na comercializadora pela redução do consumo dos clientes no mercado livre e pela renegociação de contratos para alteração de faturamento) e pelo VNR (-R\$ 136 milhões) por menor IPCA no 2T20 vs. 2T19 (-1,14p.p.). Esses impactos foram arrefecidos pelos efeitos dos Reajustes Tarifários Anuais de abril de 2020 de Coelba, Celpe e Cosern, que já estão sendo contabilizados no resultado apesar do impacto para o consumidor ter sido postergado para 01º de julho, e pelos efeitos da Revisão Tarifária Periódica da Elektro em agosto de 2019, além da aplicação de R\$ 121 milhões de IFRS15 na transmissão no 2T20 (+R\$ 64 milhões vs. 2T19).

No semestre, a Margem Bruta foi de R\$ 4.427 milhões no 6M20, crescimento de R\$ 73 milhões vs. 6M19, impactado pelo aumento da base de clientes, pelos efeitos dos Reajustes Tarifários Anuais de abril de 2019 e abril de 2020 de Coelba, Celpe e Cosern e pelos efeitos da Revisão Tarifária Periódica da Elektro em agosto de 2019, além da aplicação de R\$ 222 milhões de IFRS15 na transmissão no 2T20 (+R\$ 125 milhões vs. 2T19). Esses efeitos foram arrefecidos pelos impactos negativos do Covid-19 (conforme mencionado no parágrafo acima) e pelo VNR (-R\$ 192 milhões) por menor IPCA no período.

As Despesas Operacionais da Neoenergia totalizaram R\$ 711 milhões no 2T20 (-8,0% vs. 2T19) e R\$ 1.465 milhões no 6M20 (-5% vs. 6M19), comprovando sua disciplina de custos, que foi capaz de absorver tanto a inflação quanto o crescimento da base de clientes das distribuidoras (+1,6% vs. 2T19) e o aumento de *headcount* em função dos processos de primarização de atividades operacionais das distribuidoras.

No 2T20, a PECLD totalizou R\$ 209 milhões, aumento de R\$ 138 milhões vs. 2T19, sendo R\$ 127 milhões por conta do Covid-19 (aumento do Contas a Receber vencido nas distribuidoras). No semestre, a PECLD foi de R\$ 317

milhões, dos quais R\$ 147 milhões refletem os impactos Covid-19, e o perfil do contas a receber vencido com mais de 90 dias, conforme apresentado na sessão de Arrecadação e Inadimplência.

Cabe acrescentar que houve impacto negativo de R\$ 11 milhões na equivalência patrimonial no 2T20 vs. 2T19, explicado pela menor contribuição de Belo Monte, em virtude da restrição do sistema de transmissão, que tem limitado a empresa a liquidar a sua energia do ACL apenas ao PLD do Norte. No 6M20, frustração de R\$ 40 milhões vs. 6M19 também vem da menor contribuição de Belo Monte, pois além dos efeitos destacados no trimestre, cabe destacar o registro de R\$ 17 milhões no 1T19 relativo a diferença de imposto diferido em Belo Monte.

Como resultado dos efeitos apresentados, o EBITDA encerrou o 2T20 em R\$ 1.106 milhões, redução de R\$ 256 milhões vs. 2T19, dos quais -R\$ 292 milhões referem-se a impactos do Covid-19, arrefecidos pela aplicação de R\$ 121 milhões de IFRS 15 na transmissão. No semestre, o EBITDA foi de R\$ 2.631 milhões, redução de R\$ 68 milhões vs. 6M19, dos quais -R\$ 312 milhões referem-se a impactos do Covid-19, arrefecidos pela aplicação de R\$ 222 milhões de IFRS 15 na transmissão.

A Neoenergia registrou Lucro Líquido de R\$ 423 milhões no 2T20 (-18% vs. 2T19) e de R\$ 999 milhões no 6M20 (-1% vs. 6M19), amenizado pela postergação da declaração de JSCP nas quatro distribuidoras, com impacto negativo de R\$ 56 milhões, a ser capturado até o final do ano, a depender da evolução do Covid-19.

2.2. Redes

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

DRE REDES (R\$ MM)	2T20	2T19	Variação		6M20	6M19	Variação	
			R\$	%			R\$	%
Receita Líquida	6.331	6.170	161	3%	12.848	12.671	177	1%
Custos Com Energia	(4.555)	(4.358)	(197)	5%	(9.043)	(9.076)	33	(0%)
Margem Bruta s/ VNR	1.776	1.812	(36)	(2%)	3.805	3.595	210	6%
Ativo Financeiro da Concessão (VNR)	(57)	79	(136)	(172%)	14	206	(192)	(93%)
Margem Bruta	1.719	1.891	(172)	(9%)	3.819	3.801	18	0,5%
Despesa Operacional (PMSO)	(575)	(642)	67	(10%)	(1.206)	(1.309)	103	(8%)
PECLD	(209)	(70)	(139)	199%	(317)	(133)	(184)	138%
EBITDA	935	1.179	(244)	(21%)	2.296	2.359	(63)	(3%)
Depreciação e Amortização	(290)	(265)	(25)	9%	(570)	(519)	(51)	10%
Resultado Financeiro	(150)	(298)	148	(50%)	(409)	(579)	170	(29%)
IR CS	(111)	(75)	(36)	48%	(321)	(242)	(79)	33%
LUCRO LÍQUIDO	384	541	(157)	(29%)	996	1.019	(23)	(2%)
IFRS15	121	57	64	112%	222	97	125	129%

O segmento de Redes encerrou o 2T20 com Margem Bruta de R\$ 1.719 milhões, redução de R\$ 172 milhões vs. 2T19, impactada pelos efeitos do Covid-19 (impacto de mercado de -R\$ 151 milhões) e pelo VNR (-R\$ 136 milhões) por menor IPCA no 2T20 vs. 2T19 (-1,14p.p.), e arrefecida pelos efeitos dos Reajustes Tarifários Anuais de abril de 2020 de Coelba, Celpe e Cosern, que já estão sendo contabilizados no resultado apesar do impacto para o consumidor ter sido postergado para 01º de julho, e pelos efeitos da Revisão Tarifária Periódica da Elektro em agosto de 2019, além da aplicação de R\$ 121 milhões de IFRS15 na transmissão.

No semestre, a Margem Bruta – que registrou R\$ 3.819 milhões – manteve-se praticamente estável, com crescimento de R\$ 18 milhões (+0,5% vs. 6M19), também impactada pelos efeitos do Covid-19 (-R\$ 151 milhões de mercado) e pelo VNR (-R\$ 192 milhões vs. 6M19), arrefecida pela expansão na base de clientes, pelos efeitos dos Reajustes Tarifários Anuais de abril de 2019 e abril de 2020 de Coelba, Celpe e Cosern, e pelos efeitos da Revisão Tarifária Periódica de agosto de 2019 da Elektro, além da aplicação de R\$ 222 milhões de IFRS na transmissão.

No que tange as Despesas Operacionais do segmento, foram registrados R\$ 575 milhões no 2T20 (-10% vs. 2T19) e R\$ 1.206 milhões no 6M20 (-8% vs. 6M19), absorvendo tanto o crescimento da base de clientes das distribuidoras (+1,6% vs. 2T19) quanto a inflação do período e o aumento de *headcount* em função dos processos de primarização de suas distribuidoras, comprovando sua disciplina de custos.

No 2T20, a PECLD totalizou R\$ 209 milhões, aumento de R\$ 139 milhões vs. 2T19, sendo R\$ 127 milhões por conta do Covid-19 (aumento do Contas a Receber vencido nas distribuidoras). No semestre, a PECLD foi de R\$ 317 milhões, dos quais R\$ 147 milhões refletem os impactos Covid-19, e o perfil do contas a receber vencido com mais de 90 dias, conforme apresentado na sessão de Arrecadação e Inadimplência.

Como resultado dos efeitos apresentados, o EBITDA de Redes encerrou o 2T20 em R\$ 935 milhões, redução de R\$ 244 milhões vs. 2T19, dos quais -R\$ 278 milhões referem-se a impactos do Covid-19, arrefecidos pela aplicação de R\$ 121 milhões de IFRS 15 na transmissão. No semestre, o EBITDA foi de R\$ 2.296 milhões, redução de R\$ 63 milhões vs. 6M19, dos quais -R\$ 298 milhões referem-se a impactos do Covid-19, arrefecidos pela aplicação de R\$ 222 milhões de IFRS 15 na transmissão.

O segmento de Redes registrou Lucro Líquido no 2T20 de R\$ 384 milhões (-29,0% vs. 2T19) e de R\$ 996 milhões no 6M20 (-2% vs. 6M19), amenizado pela postergação da declaração de JSCP nas quatro distribuidoras, com impacto negativo de R\$ 56 milhões, a ser capturado até o final do ano, a depender da evolução do Covid-19.

2.2.1. COELBA

DRE COELBA (R\$ MM)	2T20	2T19	Variação		6M20	6M19	Variação	
			R\$	%			R\$	%
Receita Líquida	2.313	2.405	(92)	(4%)	4.774	4.870	(96)	(2%)
Custos com Energia	(1.569)	(1.571)	2	(0%)	(3.165)	(3.269)	104	(3%)
Ativo Financeiro da Concessão (VNR)	(28)	42	(70)	(167%)	10	109	(99)	(91%)
Margem Bruta	716	876	(160)	(18%)	1.619	1.710	(91)	(5%)
Despesa Operacional (PMSO)	(243)	(284)	41	(14%)	(520)	(569)	49	(9%)
PECLD	(65)	(24)	(41)	171%	(98)	(46)	(52)	113%
EBITDA	408	568	(160)	(28%)	1.001	1.095	(94)	(9%)
Depreciação e Amortização	(137)	(122)	(15)	12%	(268)	(237)	(31)	13%
Resultado Financeiro	(68)	(125)	57	(46%)	(185)	(241)	56	(23%)
IR CS	(29)	(26)	(3)	12%	(100)	(91)	(9)	10%
LUCRO LÍQUIDO	174	295	(121)	(41%)	448	526	(78)	(15%)

A Coelba encerrou 2T20 com Margem Bruta de R\$ 716 milhões, redução de 18% em relação ao 2T19, impactada pelos efeitos do Covid-19 (impacto de mercado de -R\$ 88 milhões) e pelo VNR (-R\$ 70 milhões) por menor IPCA no 2T20 vs. 2T19 (-1,14p.p.), e arrefecida pelos efeitos do Reajuste Tarifário Anual de abril de 2020, que já está sendo contabilizado no resultado apesar do impacto para o consumidor ter sido postergado para 01º de julho. No semestre, a queda da Margem Bruta – que registrou R\$ 1.619 milhões no 6M20 – foi de -5% vs. 6M19, também impactada pelos efeitos do Covid-19 (-R\$ 88 milhões) e pelo VNR (-R\$ 99 milhões vs. 6M19), arrefecida pela expansão na base de clientes e pelos efeitos dos Reajustes Tarifários Anuais de abril de 2019 e abril de 2020.

As Despesas Operacionais da Coelba foram de R\$ 243 milhões no 2T20 (-14% vs. 2T19) e de R\$ 520 milhões no 6M20 (-9% vs. 6M19). A companhia continua absorvendo tanto o crescimento da base de clientes (+1,8% vs. 2T19) quanto a inflação do período e segue seu plano de primarização de processos operacionais.

No 2T20, a PECLD totalizou R\$ 65 milhões, aumento de R\$ 41 milhões vs. 2T19, sendo R\$ 37 milhões por conta do Covid-19 (aumento do Contas a Receber vencido). No semestre, a PECLD foi de R\$ 98 milhões, dos quais R\$ 41 milhões refletem os impactos Covid-19 e o perfil do contas a receber vencido com mais de 90 dias, conforme demonstrado na sessão de Arrecadação e Inadimplência.

Ainda sobre a PECLD, é importante lembrar que desde o 3T19, a Companhia adota uma postura mais objetiva no provisionamento baseado no histórico do comportamento de pagamento, por classe de cliente (*aging*) dos últimos 60 meses, estruturado em 4 carteiras: (i) carteira não parcelada, (ii) carteira parcelada, (iii) carteira Fraude (faturamento retroativo resultante das ações de inspeção de combate às perdas) e (iv) carteira Jurídica (dívidas vencidas que passam a ser tratadas judicialmente).

O EBITDA da Coelba no 2T20 foi de R\$ 408 milhões, redução de R\$ 160 milhões vs. 2T19, dos quais -R\$ 125 milhões foram devido ao Covid-19 e -R\$ 70 milhões pelo menor VNR. No 6M20, o EBITDA foi de R\$ 1,0 bilhão, redução de R\$ 94 milhões vs. 6M19, dos quais -R\$ 129 milhões foram devido ao Covid-19 e -R\$ 99 milhões pelo menor VNR.

A companhia registrou Lucro Líquido de R\$ 174 milhões (-41% vs. 2T19), impactado pelo Covid-19 e menor VNR. No semestre, a Coelba apresentou Lucro Líquido de R\$ 448 milhões (-15% vs. 6M19), também impactado pelo Covid-19, menor VNR e pela postergação da declaração de JSCP de R\$ 37 milhões, a ser capturado até o final do ano, a depender da evolução do Covid-19.

2.2.2. CELPE

DRE CELPE (R\$ MM)	2T20	2T19	Variação		6M20	6M19	Variação	
			R\$	%			R\$	%
Receita Líquida	1.432	1.367	65	5%	2.956	2.969	(13)	(0%)
Custos com Energia	(1.088)	(982)	(106)	11%	(2.191)	(2.201)	10	(0%)
Ativo Financeiro da Concessão (VNR)	(10)	15	(25)	(167%)	2	39	(37)	(95%)
Margem Bruta	334	400	(66)	(17%)	767	807	(40)	(5%)
Despesa Operacional (PMSO)	(146)	(173)	27	(16%)	(328)	(353)	25	(7%)
PECLD	(82)	(24)	(58)	242%	(127)	(47)	(80)	170%
EBITDA	106	203	(97)	(48%)	312	407	(95)	(23%)
Depreciação e Amortização	(70)	(62)	(8)	13%	(137)	(125)	(12)	10%
Resultado Financeiro	(41)	(89)	48	(54%)	(126)	(175)	49	(28%)
IR CS	1	(9)	10	(111%)	(14)	(26)	12	(46%)
LUCRO LÍQUIDO	(4)	43	(47)	(109%)	35	81	(46)	(57%)

A Celpe encerrou 2T20 com Margem Bruta de R\$ 334 milhões, redução de 17% em relação ao 2T19, impactada pelos efeitos do Covid-19 (impacto de mercado de -R\$ 19 milhões) e pelo VNR (-R\$ 25 milhões), por menor IPCA no 2T20 vs. 2T19 (-1,14p.p.), e arrefecida pelos efeitos do Reajuste Tarifário Anual de abril de 2020, que já está sendo contabilizado no resultado apesar do impacto para o consumidor ter sido postergado para 01º de julho. No semestre, a queda da Margem Bruta – que registrou R\$ 767 milhões no 6M20 – foi de -5% vs. 6M19, também impactada pelos efeitos do Covid-19 (-R\$ 19 milhões) e pelo VNR (-R\$ 37 milhões vs. 6M19), arrefecida pela expansão na base de clientes e pelos efeitos dos Reajustes Tarifários Anuais de abril de 2019 e abril de 2020.

As Despesas Operacionais da Celpe no 2T20 foram de R\$ 146 milhões (-16% vs. 2T19) e de R\$ 328 milhões no 6M20 (-7% vs. 6M19). A companhia continua absorvendo tanto o crescimento da base de clientes (+1,5% vs. 6M19) quanto a inflação do período e segue seu plano de primarização de processos operacionais.

No 2T20, a PECLD totalizou R\$ 82 milhões, aumento de R\$ 58 milhões vs. 2T19, sendo R\$ 48 milhões, por conta do Covid-19 (aumento do Contas a Receber vencido). No semestre, a PECLD foi de R\$ 127 milhões, aumento de R\$ 80 milhões vs. 6M19, dos quais R\$ 59 milhões refletem os impactos Covid-19, e o perfil do contas a receber vencido com mais de 90 dias, conforme demonstrado na sessão de Arrecadação e Inadimplência.

Ainda sobre a PECLD, é importante lembrar que desde o 3T19, a Companhia adota uma postura mais objetiva no provisionamento baseado no histórico do comportamento de pagamento, por classe de cliente (*aging*) dos últimos 60 meses, estruturado em 4 carteiras: (i) carteira não parcelada, (ii) carteira parcelada, (iii) carteira Fraude

(faturamento retroativo resultante das ações de inspeção de combate às perdas) e (iv) carteira Jurídica (dívidas vencidas que passam a ser tratadas judicialmente).

O EBITDA da Celpe no 2T20 foi de R\$ 106 milhões, redução de R\$ 97 milhões vs. 2T19, dos quais -R\$ 67 milhões foram devido ao Covid-19 e -R\$ 25 milhões pelo menor VNR. No 6M20, o EBITDA foi de R\$ 312 milhões, redução de R\$ 95 milhões vs. 6M19, dos quais -R\$ 77 milhões foram devido ao Covid-19 e -R\$ 37 milhões pelo menor VNR.

A companhia registrou Lucro Líquido de -R\$ 4 milhões no 2T20 (-109% vs. 2T19), impactado pelo Covid-19 e menor VNR. No semestre, a Celpe apresentou Lucro Líquido de R\$ 35 milhões (-57% vs. 6M19), também impactado pelo Covid-19, menor VNR e pela postergação da declaração de JSCP de R\$ 12 milhões, a ser capturado até o final do ano, a depender da evolução do Covid-19.

2.2.3. COSERN

DRE COSERN (R\$ MM)	2T20	2T19	Variação		6M20	6M19	Variação	
			R\$	%			R\$	%
Receita Líquida	602	610	(8)	(1%)	1.222	1.290	(68)	(5%)
Custos com Energia	(417)	(433)	16	(4%)	(836)	(949)	113	(12%)
Ativo Financeiro da Concessão (VNR)	(6)	9	(15)	(167%)	-	24	(24)	(100%)
Margem Bruta	179	186	(7)	(4%)	386	365	21	6%
Despesa Operacional (PMSO)	(55)	(60)	5	(8%)	(116)	(122)	6	(5%)
PECLD	(7)	(3)	(4)	133%	(7)	(5)	(2)	40%
EBITDA	117	123	(6)	(5%)	263	238	25	11%
Depreciação e Amortização	(26)	(24)	(2)	8%	(50)	(46)	(4)	9%
Resultado Financeiro	(8)	(23)	15	(65%)	(30)	(46)	16	(35%)
IR CS	(15)	(9)	(6)	67%	(33)	(23)	(10)	43%
LUCRO LÍQUIDO	68	67	1	1%	150	123	27	22%

A Cosern encerrou 2T20 com Margem Bruta de R\$ 179 milhões, redução de R\$ 7 milhões em relação ao 2T19, impactada pelos efeitos do Covid-19 (impacto de mercado de -R\$ 11 milhões) e pelo VNR (-R\$ 15 milhões vs. 2T19) por menor IPCA no 2T20 vs. 2T19 (-1,14p.p.), e arrefecida pelos efeitos do Reajuste Tarifário Anual de abril de 2020, que já está sendo contabilizado no resultado apesar do impacto para o consumidor ter sido postergado para 01º de julho. No semestre, a Margem Bruta cresceu 6% vs. 6M19, atingindo R\$ 386 milhões, também impactada pelos efeitos do Covid-19 (-R\$ 11 milhões) e pelo VNR (-R\$24 milhões vs. 6M19), arrefecidos pela expansão na base de clientes e pelos efeitos dos Reajustes Tarifários Anuais de abril de 2019 e abril de 2020.

As Despesas Operacionais da Cosern foram de R\$ 55 milhões no 2T20 (-8% vs. 2T19) e de R\$ 116 milhões no 6M20 (-5% vs. 6M19). A companhia continua absorvendo tanto o crescimento da base de clientes (+1,8% vs. 2T19) quanto a inflação do período e o aumento de *headcount* em função do processo de primarização dos processos operacionais.

No 2T20, a PECLD totalizou -R\$ 7 milhões, aumento de -R\$ 4 milhões vs. 2T19, sendo -R\$ 9 milhões por conta do Covid-19 (aumento do Contas a Receber vencido). No semestre, a PECLD foi de -R\$ 7 milhões, dos quais R\$ 9 milhões refletem os impactos Covid-19.

O EBITDA da Cosern foi de R\$ 117 milhões no 2T20, redução de R\$ 6 milhões vs. 2T19, impactada por -R\$ 20 milhões devido ao Covid-19 e -R\$ 15 milhões pelo menor VNR. No semestre, o EBITDA foi de R\$ 263 milhões, aumento de R\$ 25 milhões vs. 6M19 arrefecido pelo impacto de -R\$ 20 milhões referente ao Covid-19 e -R\$ 24 milhões pelo menor VNR.

A companhia registrou Lucro Líquido de R\$ 68 milhões no 2T20 (+1% vs. 2T19), impactado pelo Covid-19 e menor VNR. No semestre, o Lucro Líquido foi de R\$ 150 milhões (+22% vs. 6M19), crescimento arrefecido pelos impactos

negativos do Covid-19, menor VNR e pela postergação da declaração de JSCP de R\$ 7 milhões, a ser capturado até o final do ano, a depender da evolução do Covid-19.

2.2.4. ELEKTRO

DRE ELEKTRO (R\$ MM)	2T20	2T19	Variação		6M20	6M19	Variação	
			R\$	%			R\$	%
Receita Líquida	1.461	1.514	(53)	(4%)	3.004	3.147	(143)	(5%)
Custos com Energia	(1.091)	(1.165)	74	(6%)	(2.211)	(2.381)	170	(7%)
Ativo Financeiro da Concessão (VNR)	(13)	13	(26)	(200%)	2	34	(32)	(94%)
Margem Bruta	357	362	(5)	(1%)	795	800	(5)	(1%)
Despesa Operacional (PMSO)	(133)	(129)	(4)	3%	(243)	(271)	28	(10%)
PECLD	(55)	(19)	(36)	189%	(85)	(35)	(50)	143%
EBITDA	169	214	(45)	(21%)	467	494	(27)	(5%)
Depreciação e Amortização	(58)	(57)	(1)	2%	(115)	(113)	(2)	2%
Resultado Financeiro	(33)	(61)	28	(46%)	(64)	(117)	53	(45%)
IR CS	(26)	(12)	(14)	117%	(97)	(74)	(23)	31%
LUCRO LÍQUIDO	52	84	(32)	(38%)	191	190	1	1%

A Elektro encerrou 2T20 com Margem Bruta de R\$ 357 milhões, redução de R\$ 5 milhões em relação ao 2T19, impactada pelos efeitos do Covid-19 (impacto de mercado de -R\$ 33 milhões), pelo VNR (-R\$ 26 milhões vs. 2T19) por menor IPCA no 2T20 vs. 2T19 (-1,14p.p.) e pelos efeitos da Revisão Tarifária Periódica da Elektro em agosto de 2019. No ano, a queda da Margem Bruta – que registrou R\$ 795 milhões no 6M20 – foi de R\$ 5 milhões vs. 6M19, também impactada pelos efeitos do Covid-19 (-R\$ 33 milhões) e pelo VNR (-R\$ 32 milhões vs. 6M19), arrefecida pelos efeitos da Revisão Tarifária Periódica de agosto de 2019.

As Despesas Operacionais totalizaram R\$ 133 milhões no 2T20 (+3% vs. 2T19) e R\$ 243 milhões (-10% vs. 6M19). A companhia continua absorvendo, dessa forma, tanto a inflação quanto o crescimento da base de clientes (+1,8% vs. 2T19).

No 2T20, a PECLD totalizou R\$ 55 milhões, aumento de R\$ 36 milhões vs. 2T19, sendo R\$ 33 milhões por conta do Covid-19 (aumento do Contas a Receber vencido). No semestre, a PECLD foi de R\$ 85 milhões, dos quais R\$ 38 milhões refletem os impactos Covid-19, e o perfil do contas a receber vencido com mais de 90 dias, conforme demonstrado na sessão de Arrecadação e Inadimplência.

Ainda sobre a PECLD, é importante lembrar que desde o 3T19, a Companhia adota uma postura mais objetiva no provisionamento baseado no histórico do comportamento de pagamento, por classe de cliente (*aging*) dos últimos 60 meses, estruturado em 4 carteiras: (i) carteira não parcelada, (ii) carteira parcelada, (iii) carteira Fraude (faturamento retroativo resultante das ações de inspeção de combate às perdas) e (iv) carteira Jurídica (dívidas vencidas que passam a ser tratadas judicialmente).

O EBITDA da Elektro no 2T20 foi de R\$ 169 milhões, redução de R\$ 45 milhões vs. 2T19, dos quais -R\$ 66 milhões foram devido ao Covid-19 e -R\$ 26 milhões pelo menor VNR. No 6M20, o EBITDA foi de R\$ 467 milhões, redução de R\$ 27 milhões vs. 6M19, dos quais -R\$ 71 milhões foram devido ao Covid-19 e -R\$ 32 milhões pelo menor VNR.

A companhia registrou Lucro Líquido de R\$ 52 milhões (-38% vs. 2T19), impactado pelo Covid-19 e menor VNR. No semestre, a Elektro apresentou Lucro Líquido de R\$ 191 milhões (+1% vs. 6M19) impactado pelo Covid-19, menor VNR e pela postergação da declaração de JSCP de R\$ 23 milhões, a ser capturado até o final do ano, a depender da evolução do Covid-19.

2.3. Renováveis

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

DRE RENOVÁVEIS (R\$ MM)	2T20	2T19	Variação		6M20	6M19	Variação	
			R\$	%			R\$	%
Receita Líquida	249	266	(17)	(6%)	452	485	(33)	(7%)
Custos Com Energia	(32)	(31)	(1)	3%	(77)	(73)	(4)	5%
MARGEM BRUTA	217	235	(18)	(8%)	375	412	(37)	(9%)
Despesa Operacional (PMSO)	(47)	(57)	10	(18%)	(103)	(100)	(3)	3%
PECLD	-	2	(2)	(100%)	-	(1)	1	(100%)
(+) Equivalência Patrimonial	(11)	-	(11)	-	(14)	26	(40)	(154%)
EBITDA	159	180	(21)	(12%)	258	337	(79)	(23%)
Depreciação e Amortização	(49)	(53)	4	(8%)	(95)	(87)	(8)	9%
Resultado Financeiro	(33)	(50)	17	(34%)	(75)	(78)	3	(4%)
IR/CS	2	(21)	23	(110%)	(4)	(43)	39	(91%)
LUCRO LÍQUIDO	79	56	23	41%	84	129	(45)	(35%)

DRE HIDROS (R\$ MM)	2T20	2T19	Variação		6M20	6M19	Variação	
			R\$	%			R\$	%
Receita Líquida	164	165	(1)	(1%)	300	292	8	3%
Custos Com Energia	(24)	(22)	(2)	9%	(60)	(56)	(4)	7%
MARGEM BRUTA	140	143	(3)	(2%)	240	236	4	2%
Despesa Operacional (PMSO)	(23)	(30)	7	(23%)	(50)	(53)	3	(6%)
PECLD	-	(1)	1	(100%)	-	(1)	1	(100%)
(+) Equivalência Patrimonial	(11)	-	(11)	-	(14)	26	(40)	(154%)
EBITDA	106	112	(6)	(5%)	176	208	(32)	(15%)
Depreciação e Amortização	(21)	(27)	6	(22%)	(40)	(35)	(5)	14%
Resultado Financeiro	(16)	(26)	10	(38%)	(34)	(28)	(6)	21%
IR/CS	(16)	(17)	1	(6%)	(33)	(35)	2	(6%)
LUCRO LÍQUIDO	53	42	11	26%	69	110	(41)	(37%)

DRE EÓLICAS (R\$ MM)	2T20	2T19	Variação		6M20	6M19	Variação	
			R\$	%			R\$	%
Receita Líquida	85	101	(16)	(16%)	152	193	(41)	(21%)
Custos Com Energia	(8)	(9)	1	(11%)	(17)	(17)	-	-
MARGEM BRUTA	77	92	(15)	(16%)	135	176	(41)	(23%)
Despesa Operacional (PMSO)	(24)	(27)	3	(11%)	(53)	(47)	(6)	13%
PECLD	-	3	(3)	(100%)	-	-	-	-
(+) Equivalência Patrimonial	-	-	-	-	-	-	-	-
EBITDA	53	68	(15)	(22%)	82	129	(47)	(36%)
Depreciação e Amortização	(28)	(26)	(2)	8%	(55)	(52)	(3)	6%
Resultado Financeiro	(17)	(24)	7	(29%)	(41)	(50)	9	(18%)
IR/CS	18	(4)	22	(550%)	29	(8)	37	(463%)
LUCRO LÍQUIDO	26	14	12	86%	15	19	(4)	(21%)

O segmento Renováveis encerrou o período de 2T20 com Margem Bruta de R\$ 217 milhões (-R\$ 18 milhões vs. 2T19), impactada negativamente pelas eólicas (-R\$ 15 milhões vs. 2T19) devido à menor eolicidade, impactando em uma geração 2% abaixo do 2T19. No semestre, a Margem Bruta foi de R\$ 375 milhões, queda de R\$ 37 milhões vs. 6M19, também refletindo a menor eolicidade no período (impacto negativo das eólicas de -R\$ 41 milhões), e geração 13% abaixo do 6M19.

As despesas operacionais no 2T20 foram de R\$ 47 milhões (-R\$ 10 milhões vs. 2T19) devido a eficiências. No 6M20, as despesas somaram R\$ 103 milhões (+R\$ 3 milhões vs. 6M19), em função de uma contingência jurídica extraordinária de cunho tributário nas eólicas (R\$5 milhões), amenizada por eficiências nas hidráulicas.

Cabe acrescentar que houve impacto negativo de R\$ 11 milhões na equivalência patrimonial no 2T20 vs. 2T19, explicado pela menor contribuição de Belo Monte, em virtude da restrição do sistema de transmissão, que tem limitado a empresa a liquidar a sua energia do ACL apenas ao PLD do Norte. No 6M20, frustração de R\$ 40 milhões vs. 6M19 também vem da menor contribuição de Belo Monte, pois além dos efeitos destacados no trimestre, cabe destacar o registro de R\$ 17 milhões no 1T19 relativo a diferença de imposto diferido em Belo Monte.

O EBITDA do segmento Renováveis encerrou o 2T20 em R\$ 159 milhões (-12% vs. 2T19) e em R\$ 258 milhões no 6M20 (-23% vs. 6M19). O Lucro Líquido do trimestre no segmento foi R\$ 79 milhões (+41% vs. 2T19) e o 6M20 em R\$ 84 milhões (-35% vs. 6M19).

2.4. Liberalizado

DRE LIBERALIZADO (R\$ MM)	2T20	2T19	Variação		6M20	6M19	Variação	
			R\$	%			R\$	%
Receita Líquida	519	630	(111)	(18%)	1.074	1.247	(173)	(14%)
Custos Com Energia	(412)	(544)	132	(24%)	(831)	(1.096)	265	(24%)
Margem Bruta	107	86	21	24%	243	151	92	61%
Despesa Operacional (PMSO)	(37)	(31)	(6)	19%	(81)	(56)	(25)	45%
EBITDA	70	55	15	27%	162	95	67	71%
Depreciação e Amortização	(18)	(13)	(5)	38%	(31)	(25)	(6)	24%
Resultado Financeiro	(12)	(28)	16	(57%)	(41)	(47)	6	(13%)
IR CS	3	14	(11)	(79%)	(8)	18	(26)	(144%)
LUCRO LÍQUIDO	43	28	15	54%	82	41	41	100%

DRE TERMOPEERNAMBUCO (R\$ MM)	2T20	2T19	Variação		6M20	6M19	Variação	
			R\$	%			R\$	%
Receita Líquida	269	246	23	9%	542	463	79	17%
Custos Com Energia	(130)	(120)	(10)	8%	(294)	(248)	(46)	19%
Margem Bruta	139	126	13	10%	248	215	33	15%
Despesa Operacional (PMSO)	(26)	(26)	0	0%	(60)	(45)	(15)	33%
Eq. Patrimonial	21	21	0	0%	29	25	4	16%
EBITDA	134	121	13	11%	217	195	22	11%
Depreciação e Amortização	(8)	(8)	0	0%	(16)	(16)	0	0%
Resultado Financeiro	(12)	(29)	17	(59%)	(38)	(47)	9	(19%)
IR CS	(13)	(2)	(11)	550%	(19)	(7)	(12)	171%
LUCRO LÍQUIDO	101	82	19	23%	144	125	19	15%

DRE NC (R\$ MM)	2T20	2T19	Variação		6M20	6M19	Variação	
			R\$	%			R\$	%
Receita Líquida	249	383	(134)	(35%)	532	784	(252)	(32%)
Custos Com Energia	(282)	(423)	141	(33%)	(537)	(848)	311	(37%)
Margem Bruta	(33)	(40)	7	(18%)	(5)	(64)	59	(92%)
Despesa Operacional (PMSO)	(11)	(5)	(6)	120%	(21)	(10)	(11)	110%
EBITDA	(44)	(45)	1	(2%)	(26)	(74)	48	(65%)
Depreciação e Amortização	(3)	(1)	(2)	200%	(3)	(1)	(2)	200%
Resultado Financeiro	1	1	0	0%	(3)	0	(3)	0%
IR CS	16	16	0	0%	11	25	(14)	(56%)
LUCRO LÍQUIDO	(30)	(29)	(1)	3%	(21)	(50)	29	(58%)

NOTA: Na DRE de Termopernambuco, considera-se o resultado de Itapebi na equivalência patrimonial. Na DRE consolidada de Liberalizado (gerencial) não consta a parcela de Itapebi, que é considerada na DRE gerencial de Renováveis, onde é consolidada 100%.

O segmento Liberalizado consolidou Margem Bruta de R\$ 107 milhões no 2T20, crescimento de R\$ 21 milhões vs. 2T19 influenciado pelo resultado de Termopernambuco (+ R\$ 13 milhões vs. 2T19 por reajuste de tarifa) e pelo novo posicionamento comercial da NC, amenizado pelos efeitos do Covid-19 (-R\$ 14 milhões na comercializadora pela redução do consumo dos clientes no mercado livre e pela renegociação de contratos para alteração de faturamento). No semestre, a Margem Bruta do segmento foi de R\$ 243 milhões (+R\$ 92 milhões vs. 6M19), impactada em +R\$ 33 milhões pela Termopernambuco (por reajuste tarifário e +57 GWh gerado no 6M20 vs. 6M19), amenizada pelos efeitos do Covid-19 na NC.

As despesas operacionais do segmento no 2T20 foram de R\$ 37 milhões (+R\$6 milhões vs. 2T19). No 6M20, as despesas somaram R\$ 81 milhões (+R\$ 25 milhões vs. 6M19), pela maior geração de Termopernambuco no semestre.

O EBITDA de Liberalizado alcançou R\$ 70 milhões no 2T20 (+R\$ 15 milhões vs. 2T19), impactado pelos efeitos do reajuste de tarifa de Termopernambuco e pelo novo posicionamento comercial da NC, amenizado pelos efeitos do Covid-19. No 6M20, o EBITDA do segmento foi de R\$ 162 milhões (+R\$ 67 milhões vs. 6M19), pelo reajuste tarifário de Termopernambuco e maior geração da usina vs. 6M19, absorvendo o efeito do Covid-19 na NC.

O segmento registrou Lucro Líquido de R\$ 43 milhões no 2T20 (+R\$ 15 milhões vs. 2T19) e de R\$ 82 milhões no 6M20 (+R\$ 41 milhões vs. 6M19).

3. EBITDA (LAJIDA)

3.1. Conciliação do EBITDA

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)	2T20	2T19	Variação		6M20	6M19	Variação	
			R\$	%			R\$	%
Lucro líquido do período (A)	423	519	(96)	(18%)	999	1.011	(12)	(1%)
Lucro Atribuído aos minoritários	(12)	(21)	9	(43%)	(33)	(38)	5	(13%)
Despesas financeiras (B)	(312)	(485)	173	(36%)	(773)	(888)	115	(13%)
Receitas financeiras (C)	120	139	(19)	(14%)	253	262	(9)	(3%)
Outros resultados financeiros, líquidos (D)	23	(25)	48	(192%)	37	(37)	74	(200%)
Imposto de renda e contribuição social (E)	(102)	(78)	(24)	31%	(335)	(268)	(67)	25%
Depreciação e Amortização (F)	(400)	(373)	(27)	7%	(781)	(719)	(62)	9%
EBITDA = (A)-(B+C+D+E+F)	1.106	1.362	(256)	(19%)	2.631	2.699	(68)	(3%)

4. RESULTADO FINANCEIRO

RESULTADO FINANCEIRO LÍQUIDO (R\$ MM)	2T20	2T19	Variação		6M20	6M19	Variação	
			R\$	%			R\$	%
Renda de aplicações financeiras	38	47	(9)	(19%)	77	94	(17)	(18%)
Encargos, variações monetárias e cambiais e Instrumentos financeiros derivativos de dívida	(172)	(376)	204	(54%)	(501)	(684)	183	(27%)
Outros resultados financeiros não relacionados a dívida	(35)	(42)	7	(17%)	(59)	(73)	14	(19%)
Juros, comissões e acréscimo moratório	97	52	45	87%	155	104	51	49%
Variações monetárias e cambiais - outros	(22)	(12)	(10)	83%	(33)	(16)	(17)	106%
Atualização provisão para contingências / depósitos judiciais	(39)	(21)	(18)	86%	(85)	(53)	(32)	60%
Atualização do ativo / passivo financeiro setorial	(1)	14	(15)	(107%)	3	22	(19)	(86%)
Obrigações pós emprego	(14)	(21)	7	(33%)	(30)	(41)	11	(27%)
Outras receitas (despesas) financeiras líquidas	(56)	(54)	(2)	4%	(69)	(89)	20	(22%)
Total	(169)	(371)	202	(54%)	(483)	(663)	180	(27%)

O Resultado Financeiro Líquido da Neoenergia foi de -R\$ 169 milhões no 2T20 (+R\$ 202 milhões vs. 2T19) e de -R\$ 483 milhões no 6M20 (+R\$ 180 milhões vs. 6M19). As variações, tanto no trimestre quanto no semestre, são explicadas pela queda de indexadores financeiros no período, resultando em menores rendimentos das aplicações financeiras e serviço da dívida da Companhia, que tem 59% de seu endividamento indexado ao CDI (-0,81p.p. vs. 2T19), e 27% indexado ao IPCA (-1,14p.p. vs. 2T19).

Na tabela abaixo apresentamos os principais indexadores:

Índices	2T20	2T19	Δ (p.p.)	%
CDI	0,73%	1,54%	-0,81	-52,60%
TJLP	4,94%	6,26%	-1,32	-21,09%
Δ USD ¹	0,2773	-0,0645	0,34	-529,92%
IPCA	-0,43%	0,71%	1,14	-160,56%

Nota 1: variação cambial entre o fechamento de 31/março a 30/junho.

5. INVESTIMENTOS

O Grupo Neoenergia fez investimento total de R\$ 1,4 bilhão no 2T20 e de R\$ 2,3 bilhões no 6M20 nas companhias que consolida, conforme visão gerencial abaixo:

CAPEX Neoenergia (R\$ milhões)	2T20	2T19	Δ %	6M20	6M19	Δ %
Redes	1.168	875	34%	2.073	1.685	23%
Distribuidoras	796	675	18%	1.466	1.422	3%
Transmissoras	372	200	86%	607	263	131%
Renováveis	165	22	655%	205	50	311%
Liberalizado	34	21	61%	54	62	(12%)
Holding	0,2	0,4	(50%)	0,5	0,5	-
TOTAL	1.368	918	49%	2.332	1.797	30%

5.1. Controladas e Coligadas

Os investimentos realizados pelas companhias de controle conjunto ou coligadas corresponderam aos montantes de R\$ 8 milhões no 2T20 e R\$ 27 milhões no 6M20.

Controladas e Coligadas*	2T20	2T19	Δ %	6M20	6M19	Δ %
EAPSA	0	0	-	0,4	0,1	300%
Teles Pires	1	1	-	1,0	0,8	25%
Belo Monte	7	9	(17%)	25	39	(35%)
Total	8	10	(20%)	27	40	(33%)

* Empresas não consolidadas pela Neoenergia. Valores equivalentes aos percentuais de participação da Neoenergia nas respectivas empresas

5.2. Redes

5.2.1. Distribuição

No 6M20, as distribuidoras do Grupo realizaram CAPEX no montante de R\$ 1.466 milhões, dos quais R\$ 876 milhões foram destinados à Expansão de Redes (líquido de subvenção), R\$ 238 milhões foram alocados em Renovação de Ativos, R\$ 138 milhões foram feitos para Melhoria de Redes e, por fim, R\$ 214 milhões foram destinados a projetos de combate a perdas, inadimplência e outros.

INVESTIMENTOS REALIZADOS	   				CONSOLIDADO		
	2T20	2T20	2T20	2T20	2T20	6M20	
Natureza Investimento (Preço corrente - valores em R\$ MM)							
Expansão de Rede	(290)	(86)	(43)	(82)	(501)	(925)	60%
Programa Luz para Todos	(118)	-	-	-	(118)	(236)	
Novas Ligações	(101)	(55)	(20)	(42)	(218)	(433)	
Novas SE's e RD's	(71)	(31)	(22)	(41)	(166)	(255)	
Compromisso ECV	-	(0)	-	-	(0)	(0)	
Renovação de Ativos	(43)	(30)	(16)	(39)	(127)	(238)	16%
Melhoria da Rede	(24)	(23)	(8)	(19)	(73)	(138)	9%
Perdas e Inadimplência	(28)	(23)	(5)	(7)	(64)	(109)	7%
Outros	(24)	(15)	(11)	(10)	(60)	(105)	7%
Movimentação Material (Estoque x Obra)	(59)	(27)	(13)	(24)	(122)	(233)	
(=) Investimento Bruto	(468)	(203)	(94)	(181)	(947)	(1.747)	
SUBVENÇÕES	18	2	0	9	29	48	
(=) Investimento Líquido	(449)	(202)	(94)	(173)	(918)	(1.699)	
Movimentação Material (Estoque x Obra)	59	27	13	24	122	233	
(=) CAPEX	(391)	(175)	(82)	(149)	(796)	(1.466)	100%
BAR	(24)	(15)	(11)	(10)	(60)	(105)	7%
BRR	(367)	(160)	(71)	(139)	(736)	(1.361)	93%

5.2.2. Transmissão

No 6M20, o CAPEX total investido nas transmissoras foi de R\$ 607 milhões.

Em relação aos lotes do leilão de abril de 2017, 100% do CAPEX previsto está contratado. Destaque para a entrada em operação dos lotes 20 e 27, com início de recebimento da RAP (Receita Anual Permitida). Para os Lotes arrematados em dezembro de 2017, 100% do CAPEX previsto já está contratado, as empreiteiras já se encontram

mobilizadas, com as entregas conforme cronograma da obra. Os lotes arrematados no Leilão de dezembro de 2018 estão com 100% dos equipamentos principais, cabos e torres já contratados e progresso do projeto de acordo com o planejado. Por fim, o lote arrematado no leilão de dezembro de 2019 está com 97% do CAPEX contratado, e em andamento com a obtenção das licenças ambientais.

5.3. Renováveis

5.3.1. Parques Eólicos

O CAPEX total realizado nos parques eólicos do Grupo somou R\$ 171 milhões no 6M20, destinados às obras do Complexo Chafariz, que já estão com 100% do CAPEX estimado contratado, com hedge de moeda e contratos de conexão com a empresa de transmissão já celebrado.

Os parques eólicos do Complexo Oitis estão em fase de licenciamento e elaboração de projetos executivos.

5.3.2. Usinas Hidrelétricas

Os investimentos em plantas hidrelétricas, de R\$ 34 milhões no 6M20, essencialmente *sustaining* CAPEX, foram R\$ 16 milhões menores que os realizados em 6M19, majoritariamente em função da execução das obras de Baixo Iguaçu em 2019.

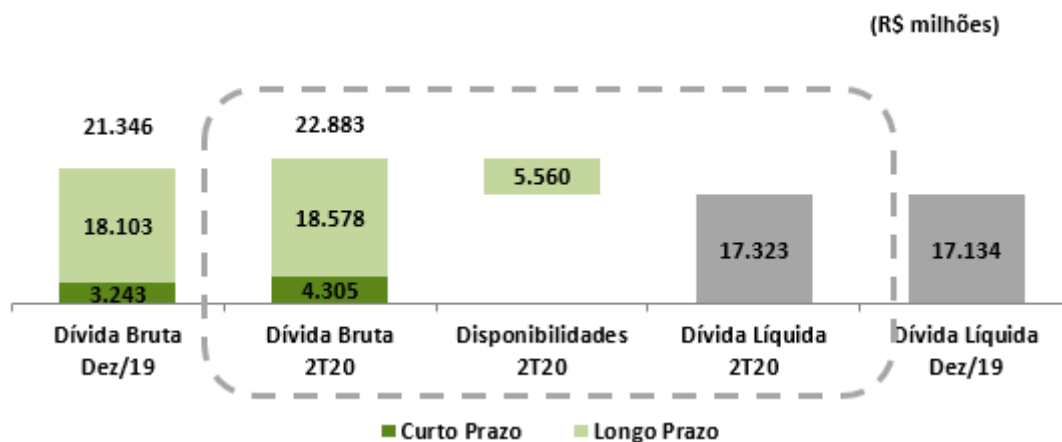
5.4. Liberalizado

A Termopernambuco realizou investimentos no montante de R\$ 34 milhões no 2T20, 63,6% superior ao realizado no 2T19, devido à obra do fechamento lateral do prédio das turbinas. No 6M20 a usina apresentou R\$ 54,3 milhões em investimentos (-12,6% vs. 6M19), devido ao fato de os gastos com a principal parada programada de 2019 terem sido concentrados no primeiro semestre.

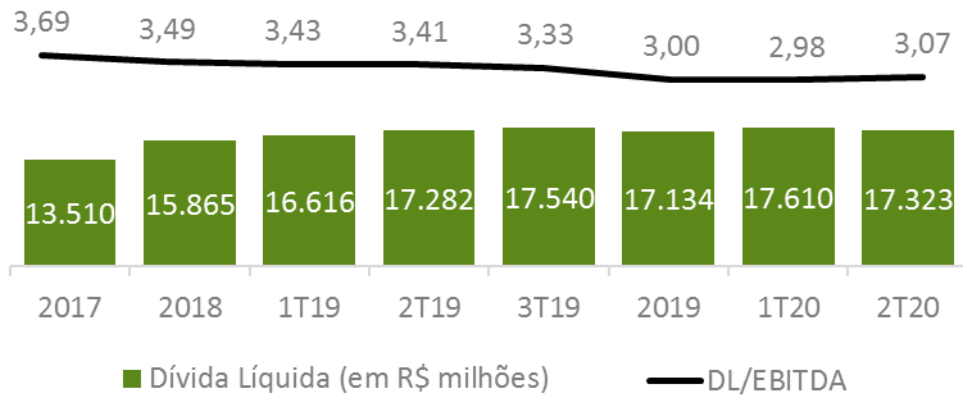
6. ENDIVIDAMENTO

6.1. Posição de Dívida e Alavancagem Financeira

Em junho de 2020, a dívida bruta consolidada da Neoenergia, incluindo empréstimos, financiamentos, debêntures e instrumentos financeiros, atingiu R\$ 22.883 milhões (dívida líquida R\$ 17.323 milhões), apresentando um aumento de 7% (R\$ 1.537 milhões) em relação a dezembro de 2019. Em relação a segregação do saldo devedor, a Neoenergia possui 81% da dívida contabilizada no longo prazo e 19% no curto prazo.

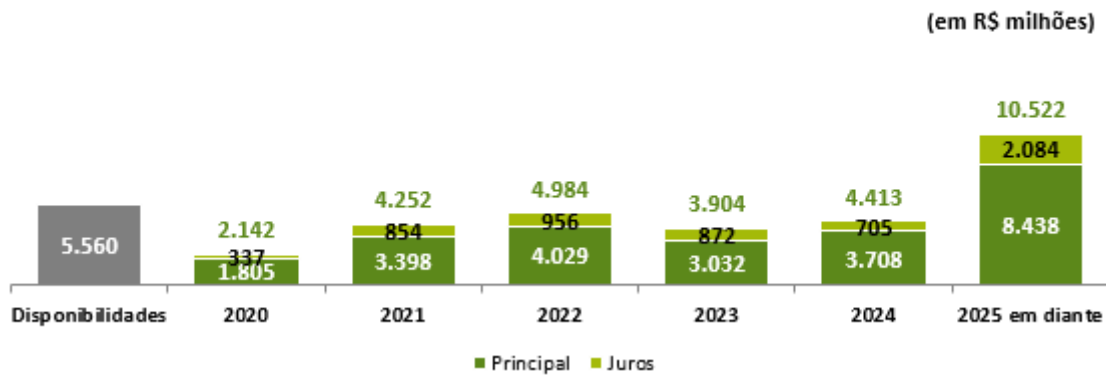


O indicador financeiro Dívida total líquida/EBITDA passou de 3,00 em 31 de dezembro de 2019 para 3,07 em 30 de junho de 2020.



6.2 Cronograma de amortização das dívidas

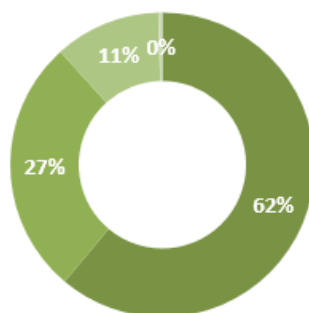
O gráfico abaixo apresenta o cronograma de vencimentos de principal e juros da dívida (em milhões de reais), utilizando as curvas *forward* de mercado para os indexadores e moedas atrelados ao endividamento da Companhia vigente em 30 de junho de 2020.



6.3. Perfil Dívida

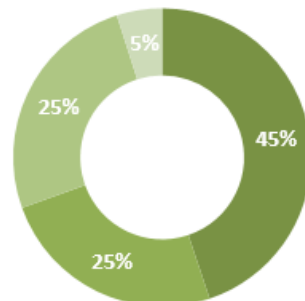
Os gráficos abaixo apresentam o saldo de dívidas segregado por fonte de captação e por indexador. O custo médio 12 meses da dívida consolidada em 2T20 foi de 5,3% (vs. 6,4% em dezembro de 2019).

DÍVIDA POR INDEXADOR



■ CDI e SELIC ■ IPCA
■ TJLP ■ PRÉ

DÍVIDA POR FUNDING



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

No segundo trimestre de 2020, destacamos as seguintes linhas de contratação de dívida:

- (i) Liberação do BNDES para o Complexo Chafariz, em um montante total de R\$ 365 milhões, amortização de principal e juros SAC a partir de 2023 e prazo de 24 anos;
- (ii) Financiamento do BNDES para o Lote 4 do Leilão de Dezembro/17 (Neoenergia Jalapão Transmissão de Energia S.A.), no valor de R\$ 274 milhões, amortização SAC a partir de 2023 e prazo de 24 anos;
- (iii) 8ª Emissão de Debêntures da Elektro, em série única, no valor de R\$ 260 milhões, pagamento de juros semestrais, amortização *bullet* e prazo de 2 anos;
- (iv) Captação da Celpe junto ao Crédit Agricole, no valor de R\$ 100 milhões, amortização de principal e juros *bullet*, com vencimento de 1 ano;
- (v) Captação da Coelba junto ao MUFG, no valor de R\$ 200 milhões, amortização de principal e juros *bullet*, com vencimento de 1 ano;
- (vi) Liberação do BNB para o Complexo Chafariz, em um montante total de R\$ 30 milhões, amortização de principal e juros SAC e prazo de 24 anos.

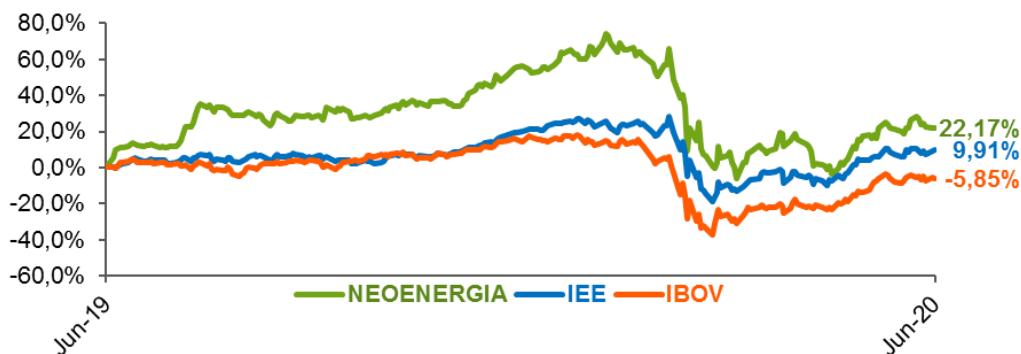
7. RATING

Em 06 de Abril de 2020, a agência de ratings Standard & Poor's – S&P confirmou os ratings de crédito corporativo de Neoenergia e suas subsidiárias, Coelba, Celpe, Cosern e Elektro Redes em 'BB-' na Escala Global e 'brAAA' na Escala Nacional Brasil. Vale dizer que em função da pandemia do covid-19, a agência alterou a perspectiva do rating soberano de positiva para estável, o que fez com que a perspectiva global da Neoenergia e suas subsidiárias também tenham sido alteradas para estável.

8. MERCADO DE CAPITAIS

Em 30 de junho de 2020, o valor de mercado da Companhia era de R\$ 23,2 bilhões com as ações (NEOE3) cotadas a R\$ 19,12, representando valorização de 22,17% desde o IPO que aconteceu em 01 de julho de 2019. Desempenho este superior ao Ibovespa (-5,85%) e ao IEE (9,91%) no mesmo período.

RENTABILIDADE DA AÇÃO DESDE O IPO



Mercado de capitais	IPO	2T20
Quantidade de ações (mil)	1.213.797.248	1.213.797.248
Valor da ação	15,65	19,12
Valor de mercado ¹ (R\$ milhões)	18.996	23.208

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

9. OUTROS TEMAS

9.1. Adesão à Conta-Covid

Em 03 de julho, as quatro distribuidoras do Grupo (Coelba, Elektro, Celpe e Cosern) aderiram à operação financeira Conta-Covid, nos termos da REN ANEEL nº 885/2020, nos montantes elencados abaixo, os quais estão lastreados, integralmente, em ativos tarifários constituídos (CVA e demais financeiros). Tais recursos serão recebidos em sua integralidade no 3T20.

COELBA	R\$ 499,6 milhões
CELPE	R\$ 454,7 milhões
COSERN	R\$ 95,5 milhões
ELEKTRO	R\$ 614,3 milhões
NEOENERGIA	R\$ 1.664,1 milhões

9.2. Tarifas



Grupo de Consumo	abr/20	abr/20	abr/20	ago/19
AT - Alta Tensão (>2,3kV)	5,38%	5,93%	4,72%	-2,89%
BT - Baixa Tensão (<2,3kV)	4,85%	4,88%	2,92%	-11,17%
Efeito tarifário médio AT+BT	5,00%	5,16%	3,40%	-8,32%
Início da Vigência	22-abr-20	29-abr-20	22-abr-20	27-ago-19
Processo Revisional	Reajuste Anual	Reajuste Anual	Reajuste Anual	RTP
Próxima Revisão Tarifária	abr/23	abr/21	abr/23	ago/23

Em abril de 2020, considerando o momento atual de crise devido à pandemia do COVID-19, a Companhia propôs o diferimento do início da aplicação dos reajustes de Coelba, Celpe e Cosern para o dia 1º de julho de 2020, tendo, em contrapartida, o diferimento do recolhimento das quotas mensais da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE dos próximos três meses em equivalentes montantes financeiros, as quais serão pagas em cinco parcelas entre os meses de agosto a dezembro de 2020. Em relação ao diferimento do reajuste, a ANEEL reconheceu direito referente à receita tarifária adicional no período devido à suspensão da aplicação das novas tarifas homologadas até 30 de junho de 2020, o qual será compensando no reajuste 2021 da Companhia.

9.3. Clientes Baixa Renda

A Resolução ANEEL nº 414/2010 define o conceito de consumidores de baixa renda, caracterizada por tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica, subsidiadas por um benefício criado pelo Governo Federal e regulamentado pela Lei nº 12.212 e pelo Decreto nº 7.583.

Nº de Consumidores Residenciais (milhares)	2T20					2T19				
	Consolidado	COELBA	CELPE	COSERN	ELEKTRO	Consolidado	COELBA	CELPE	COSERN	ELEKTRO
Convencional	9.472	3.985	2.376	948	2.164	9.533	4.016	2.417	978	2.122
Baixa Renda	2.975	1.441	998	338	198	2.669	1.301	884	298	185
Total	12.448	5.426	3.374	1.286	2.362	12.202	5.317	3.302	1.276	2.307

10. NOTA DE CONCILIAÇÃO

A Neoenergia, apresenta os resultados do segundo trimestre (2T20) e seis meses (6M20) 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
	Trimestre	Acumulado	Trimestre	Acumulado	
(+) Receita líquida	6.602	13.522	6.726	13.830	Demonstrações de resultado
(-) Valor de reposição estimado da concessão	57	(14)	(79)	(206)	Nota 5
(-) Outras receitas	(69)	(155)	(74)	(142)	Nota 5
(+) Outras receitas - Outras receitas	(10)	5	-	5	Nota 5.4
= RECEITA Operacional Líquida	6.580	13.358	6.573	13.487	
(+) Custos com energia elétrica	(3.076)	(6.367)	(3.378)	(7.265)	Demonstrações de resultado
(+) Combustível para produção de energia	(85)	(223)	(88)	(166)	Nota 7
(+) Custos de construção	(1.325)	(2.355)	(981)	(1.908)	Demonstrações de resultado
= Custo com Energia	(4.486)	(8.945)	(4.447)	(9.339)	
(+) Valor de reposição estimado da concessão	(57)	14	79	206	Nota 5
= MARGEM BRUTA	2.037	4.427	2.205	4.354	
(+) Custos de operação	(829)	(1.764)	(842)	(1.674)	Demonstrações de resultado
(+) Despesas com vendas	(69)	(138)	(66)	(134)	Demonstrações de resultado
(+) Outras receitas/despesas gerais e administrativas	(335)	(633)	(357)	(670)	Demonstrações de resultado
(-) Combustível para produção de energia	85	223	88	166	Nota 7
(-) Depreciação	358	697	331	633	Nota 7
(+) Outras receitas	69	155	74	142	Nota 5
(-) Outras receitas - Outras receitas	10	(5)	0	(5)	Nota 5.4
= Despesa Operacional (PMSO)	(711)	(1.465)	(772)	(1.542)	
(+) PECLD	(209)	(317)	(71)	(139)	Demonstrações de resultado
(+) Equivalência Patrimonial	(11)	(14)	0	26	Demonstrações de resultado
EBITDA	1.106	2.631	1.362	2.699	
(+) Depreciação e Amortização	(400)	(780)	(373)	(718)	Demonstrações de resultado e Nota 7
(+) Resultado Financeiro	(169)	(483)	(371)	(663)	Demonstrações de resultado
(+) IR/CS	(102)	(335)	(78)	(268)	Demonstrações de resultado
(+) Minoritário	(12)	(34)	(21)	(39)	Demonstrações de resultado
LUCRO LÍQUIDO	423	999	519	1.011	Demonstrações de resultado

ANEXO I – Ativos de Transmissão em Implementação

No quadro a seguir estão listadas as transmissoras em implementação do Grupo Neoenergia (data base 30/06/2020):

Em implantação	Estado	Participação Neoenergia	Entrada Operação (Prazo ANEEL)	Final da Concessão
Neoenergia Dourados Transmissão de Energia S.A. (Extensão Total 578 Km)				
Linhas de Transmissão				
LT 230 KV Rio Brilhante – Campo Grande 2 LT 230 KV Campo Grande 2 – Imbirussu LT 230 KV Rio Brilhante Dourados 2 LT 230 KV Dourados 2 - Dourados LT 230 KV Nova Porto Primavera – Rio Brilhante LT 230 KV Nova Porto Primavera – Ivinhema 2	MS MS / SP	100%	11/08/2022	11/08/2047
Subestações Rede Básica				
SE Dourados 02	MS	100%	11/08/2022	11/08/2047
Neoenergia Jalapão Transmissão de Energia S.A. (Extensão Total 729 Km)				
Linhas de Transmissão				
LT 500 KV Miracema – Gilbués II LT 500 KV Gilbués II – Barreiras II	TO / PI PI / BA	100%	09/03/2023	09/03/2048
Neoenergia Santa Luzia Transmissão de Energia S.A. (Extensão Total 345 Km)				
Linhas de Transmissão				
LT 500 KV Santa Luzia II – Campina Grande III LT 500 KV Santa Luzia II – Milagres II	PB PB / CE	100%	09/03/2023	09/03/2048
Subestações Rede Básica				
SE Santa Luzia II	PB	100%	09/03/2023	09/03/2048
Neoenergia Vale do Itajaí Transmissão de Energia S.A. (Extensão Total 673 Km) (*)				
Linhas de Transmissão				
LT 525 kV Areia - Joinville Sul - C1 LT 525 kV Joinville Sul - Itajaí 2 - C1 LT 525 kV Itajaí 2 - Biguaçu - C1 LT 230 kV Itajaí - Itajaí 2 - CS - C1 e C2 LT 230 kV Rio do Sul - Indaial - CD - C1 e C2 LT 230 kV Indaial - Gaspar 2 - CD - C1 e C2	PR / SC SC	100%	22/03/2024	22/03/2049
Subestações Rede Básica				
SE 525/230/138 kV Joinville Sul SE 525/230/138 kV Itajaí 2 SE 230/138 kV Jaraguá do Sul SE 230/138 kV Indaial	SC	100%	22/03/2024	22/03/2049
Neoenergia Guanabara Transmissão de Energia S.A. (Extensão Total 328 Km em Circuito Duplo)				
Linhas de Transmissão				
LT 500 kV Terminal Rio - Lagos, CD, C1 e C2 LT 500 kV Lagos - Campos 2, CD, C1 e C2	RJ	100%	22/03/2024	22/03/2049
Subestações Rede Básica				
SE 500 kV Campos 2	RJ	100%	22/03/2024	22/03/2049
Neoenergia Itabapoana Transmissão de Energia S.A. (Extensão Total 239 Km em Circuito Duplo)				
Linhas de Transmissão				
LT 500 kV Campos 2 - Mutum, CD, C1 e C2	RJ/ES/MG	100%	22/03/2024	22/03/2049
Neoenergia Lagoa dos Patos Transmissão de Energia S.A. (Extensão Total 769 Km)				
Linhas de Transmissão				
LT 525 kV Capivari do Sul. Siderópolis 2, C1 LT 525 kV Povo Novo - Guaíba 3, C3 LT 230 kV Livramento 3 - Santa Maria 3, C2 LT 230 kV Siderópolis 2 - Forquilha, C2	RS / SC RS SC	100%	22/03/2024	22/03/2049
Subestações Rede Básica				
SE 525 kV Marmeleiro - Compensação Síncrona SE 230 kV Livramento 3 - Compensação Síncrona	RS	100%	22/03/2024	22/03/2049

ANEXO II – Ativos Eólicos em Construção

No quadro a seguir estão listados os parques eólicos em construção do Grupo Neoenergia (data base 30/06/2020):

Eólicas em construção	Participação Neoenergia (Direta e Indireta)	Estado	Localidade	Capacidade Instalada (MW)	Energia Assegurada (MW)	Fim da Concessão
CANOAS 2	100%	PB	São José do Sabugi e Santa Luzia	34,65	16,3	25/06/2053
CANOAS 4	100%	PB	São José do Sabugi	34,65	16,5	25/06/2053
CHAFARIZ 1	100%	PB	Santa Luzia	34,65	18,2	20/06/2053
CHAFARIZ 2	100%	PB	Santa Luzia	34,65	17,4	20/06/2053
CHAFARIZ 3	100%	PB	Santa Luzia	34,65	18,2	20/06/2053
CHAFARIZ 6	100%	PB	Santa Luzia	31,19	15,2	20/06/2053
CHAFARIZ 7	100%	PB	Santa Luzia	34,65	18,3	20/06/2053
LAGOA 3	100%	PB	São José do Sabugi	34,65	17,2	25/06/2053
LAGOA 4	100%	PB	São José do Sabugi e Santa Luzia	20,79	10,2	25/06/2053
CANOAS 3	100%	PB	São José do Sabugi e Santa Luzia	34,65	16,8	04/02/2054
CHAFARIZ 4	100%	PB	Santa Luzia e Areia de Baraúnas	34,65	17,8	04/02/2054
CHAFARIZ 5	100%	PB	Santa Luzia	34,65	16,6	04/02/2054
VENTOS DE ARAPUÁ 1	100%	PB	Areia de Baraúnas	24,26	11,6	04/02/2054
VENTOS DE ARAPUÁ 2	100%	PB	Areia de Baraúnas, São Mamede e Santa Luzia	34,65	17,2	04/02/2054
VENTOS DE ARAPUÁ 3	100%	PB	Areia de Baraúnas e São Mamede	13,86	5,8	04/02/2054
OITIS 1	100%	PI	Dom Inocêncio	49,50	19,8	28/11/2054
OITIS 8	100%	PI	Dom Inocêncio	49,50	19,4	28/11/2054
OITIS ACL (10 parques)	100%	PI/BA	Dom Inocêncio e Casa Nova	467,50	267	23/12/2054

ANEXO III – Quadros Gerenciais por Segmentos

DRE (R\$ MM)	CONSOLIDADO							
	1T20	1T19	Variação		6M20	6M19	Variação	
			R\$	%			R\$	%
MARGEM BRUTA	2.037	2.205	(168)	-8%	4.427	4.354	73	2%
(-) Despesas Operacionais (PMSO)	(711)	(772)	61	-8%	(1.465)	(1.542)	77	-5%
(-) PECLD	(209)	(71)	(138)	194%	(317)	(139)	(178)	128%
(+) Equivalência Patrimonial/Venda de Ativos	(11)	-	-	-	(14)	26	(40)	-154%
EBITDA	1.106	1.362	(256)	-19%	2.631	2.699	(68)	-3%
Depreciação e Amortização	(400)	(373)	(27)	7%	(780)	(718)	(62)	9%
Resultado Financeiro	(169)	(371)	202	-54%	(483)	(663)	180	-27%
IR/CS	(102)	(78)	(24)	31%	(335)	(268)	(67)	25%
Eliminações (Part. Minoritária)	(12)	(21)	9	-43%	(34)	(39)	5	-13%
LUCRO LÍQUIDO	423	519	(96)	-18%	999	1.011	(12)	-1%

(1) Considera Receita de Construção

(2) Considera Custos de Construção

DRE (R\$ MM)	REDES								RENOVÁVEIS							
	1T20	1T19	Variação		6M20	6M19	Variação		1T20	1T19	Variação		6M20	6M19	Variação	
			R\$	%			R\$	%			R\$	%			R\$	%
MARGEM BRUTA	1.719	1.891	(172)	-9%	3.819	3.801	18	0%	217	235	(18)	-8%	375	412	(37)	-9%
(-) Despesas Operacionais (PMSO)	(575)	(642)	67	-10%	(1.206)	(1.309)	103	-8%	(47)	(57)	10	-18%	(103)	(100)	(3)	3%
(-) PECLD	(209)	(70)	(139)	199%	(317)	(133)	(184)	138%	-	2	(2)	-100%	-	(1)	1	-100%
(+) Equivalência Patrimonial/Venda de Ativos			-	-			-	-	(11)	-	(11)	-	(14)	26	(40)	-154%
EBITDA	935	1.179	(244)	-21%	2.296	2.359	(63)	-3%	159	180	(21)	-12%	258	337	(79)	-23%
Depreciação e Amortização	(290)	(265)	(25)	9%	(570)	(519)	(51)	10%	(49)	(53)	4	-8%	(95)	(87)	(8)	9%
Resultado Financeiro	(150)	(298)	148	-50%	(409)	(579)	170	-29%	(33)	(50)	17	-34%	(75)	(78)	3	-4%
IR/CS	(111)	(75)	(36)	48%	(321)	(242)	(79)	33%	2	(21)	23	-110%	(4)	(43)	39	-91%
Eliminações (Part. Minoritária)			-	-			-	-			-	-			-	-
LUCRO LÍQUIDO	384	541	(157)	-29%	996	1.019	(23)	-2%	79	56	23	41%	84	129	(45)	-35%

DRE (R\$ MM)	LIBERALIZADO								OUTROS							
	1T20	1T19	Variação		6M20	6M19	Variação		1T20	1T19	Variação		6M20	6M19	Variação	
			R\$	%			R\$	%			R\$	%			R\$	%
MARGEM BRUTA	107	86	21	24%	243	151	92	61%	(6)	(7)	1	-14%	(10)	(10)	-	0%
(-) Despesas Operacionais (PMSO)	(37)	(31)	(6)	19%	(81)	(56)	(25)	45%	(52)	(42)	(10)	24%	(75)	(77)	2	-3%
(-) PECLD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(3)	3	-100%	-	(5)	5	-100%
(+) Equivalência Patrimonial/Venda de Ativos			-	-			-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EBITDA	70	55	15	27%	162	95	67	71%	(58)	(52)	(6)	12%	(85)	(92)	7	-8%
Depreciação e Amortização	(18)	(13)	(5)	38%	(31)	(25)	(6)	24%	(43)	(42)	(1)	2%	(84)	(87)	3	-3%
Resultado Financeiro	(12)	(28)	16	-57%	(41)	(47)	6	-13%	26	5	21	420%	42	41	1	2%
IR/CS	3	14	(11)	-79%	(8)	18	(26)	-144%	4	4	-	0%	(2)	(1)	(1)	100%
Eliminações (Part. Minoritária)			-	-			-	-	(12)	(21)	9	-43%	(34)	(39)	5	-13%
LUCRO LÍQUIDO	43	28	15	54%	82	41	41	100%	(83)	(106)	23	-22%	(163)	(178)	15	-8%

REDES																
COELBA										CELPE						
DRE (R\$ MM)	1T20	1T19	Variação		6M20	6M19	Variação		1T20	1T19	Variação		6M20	6M19	Variação	
			R\$	%			R\$	%			R\$	%			R\$	%
Receita Líquida	2.313	2.405	(92)	(4%)	4.774	4.870	(96)	(2%)	1.432	1.367	65	5%	2.956	2.969	(13)	(0%)
Custos com Energia	(1.569)	(1.571)	2	(0%)	(3.165)	(3.269)	104	(3%)	(1.088)	(982)	(106)	11%	(2.191)	(2.201)	10	(0%)
Ativo Financeiro da Concessão (VNR)	(28)	42	(70)	(167%)	10	109	(99)	(91%)	(10)	15	(25)	(167%)	2	39	(37)	(95%)
MARGEM BRUTA	716	876	(160)	(18%)	1.619	1.710	(91)	(5%)	334	400	(66)	(17%)	767	807	(40)	(5%)
(-) Despesas Operacionais (PMSO)	(243)	(284)	41	(14%)	(520)	(569)	49	(9%)	(146)	(173)	27	(16%)	(328)	(353)	25	(7%)
(-) PECLD	(65)	(24)	(41)	171%	(98)	(46)	(52)	113%	(82)	(24)	(58)	242%	(127)	(47)	(80)	170%
(+) Equivalência Patrimonial/Venda de Ativos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EBITDA	408	568	(160)	(28%)	1.001	1.095	(94)	(9%)	106	203	(97)	(48%)	312	407	(95)	(23%)
Depreciação	(137)	(122)	(15)	12%	(268)	(237)	(31)	13%	(70)	(62)	(8)	13%	(137)	(125)	(12)	10%
Resultado Financeiro	(68)	(125)	57	(46%)	(185)	(241)	56	(23%)	(41)	(89)	48	(54%)	(126)	(175)	49	(28%)
IR/CS	(29)	(26)	(3)	12%	(100)	(91)	(9)	10%	1	(9)	10	(111%)	(14)	(26)	12	(46%)
Eliminações (Part. Minoritária)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
LUCRO LÍQUIDO	174	295	(121)	(41%)	448	526	(78)	(15%)	(4)	43	(47)	(109%)	35	81	(46)	(57%)

COSERN										ELEKTRO						
DRE (R\$ MM)	1T20	1T19	Variação		6M20	6M19	Variação		1T20	1T19	Variação		6M20	6M19	Variação	
			R\$	%			R\$	%			R\$	%			R\$	%
Receita Líquida	602	610	(8)	(1%)	1.222	1.290	(68)	(5%)	1.461	1.514	(53)	(4%)	3.004	3.147	(143)	(5%)
Custos com Energia	(417)	(433)	16	(4%)	(836)	(949)	113	(12%)	(1.091)	(1.165)	74	(6%)	(2.211)	(2.381)	170	(7%)
Ativo Financeiro da Concessão (VNR)	(6)	9	(15)	(167%)	-	24	(24)	(100%)	(13)	13	(26)	(200%)	2	34	(32)	(94%)
MARGEM BRUTA	179	186	(7)	(4%)	386	365	21	6%	357	362	(5)	(1%)	795	800	(5)	(1%)
(-) Despesas Operacionais (PMSO)	(55)	(60)	5	(8%)	(116)	(122)	6	(5%)	(133)	(129)	(4)	3%	(243)	(271)	28	(10%)
(-) PECLD	(7)	(3)	(4)	133%	(7)	(5)	(2)	40%	(55)	(19)	(36)	189%	(85)	(35)	(50)	143%
(+) Equivalência Patrimonial/Venda de Ativos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EBITDA	117	123	(6)	(5%)	263	238	25	11%	169	214	(45)	(21%)	467	494	(27)	(5%)
Depreciação	(26)	(24)	(2)	8%	(50)	(46)	(4)	9%	(58)	(57)	(1)	2%	(115)	(113)	(2)	2%
Resultado Financeiro	(8)	(23)	15	(65%)	(30)	(46)	16	(35%)	(33)	(61)	28	(46%)	(64)	(117)	53	(45%)
IR/CS	(15)	(9)	(6)	67%	(33)	(33)	(0)	43%	(26)	(12)	(14)	117%	(97)	(74)	(23)	31%
Eliminações (Part. Minoritária)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
LUCRO LÍQUIDO	68	67	1	1%	150	123	27	22%	52	84	(32)	(38%)	191	190	1	1%



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.

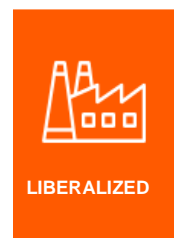
Todas as informações relevantes, ocorridas no período e utilizadas pela Administração na gestão da Companhia, estão evidenciadas neste documento e na Informação Demonstrações Financeiras.

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 21, 2020 – Today, Neoenergia discloses its results for the 2020 second quarter and first six months (2Q20 and 6M20).



HIGHLIGHTS (R\$ MM) 2Q20	2Q20	2Q19	Δ %	6M20	6M19	Δ %
Net Operating Revenue	6,580	6,573	0%	13,358	13,487	(1%)
Gross Margin	2,037	2,205	(8%)	4,427	4,354	2%
Operating Expenses (PMSO)	(711)	(772)	(8%)	(1,465)	(1,542)	(5%)
EBITDA	1,106	1,362	(19%)	2,631	2,699	(3%)
Financial Results	(169)	(371)	(54%)	(483)	(663)	(27%)
Net Profit	423	519	(18%)	999	1,011	(1%)
Concession Financial Assets (VNR)	(57)	79	(172%)	14	206	(93%)
IRFS 15	121	57	112%	222	97	129%



OPERATING INDICATORS						
Volume of energy injected (GWh)	15,119	16,605	(8.9%)	32,543	34,012	(4.3%)
Captive + Free market (GWh)	13,338	14,542	(8.3%)	28,164	29,407	(4.2%)
Captive Market (GWh)	9,963	10,835	(8.0%)	20,894	22,159	(5.7%)
Number of customers (thousand)	14,141	13,922	1.6%			

Debt Financial Indicators	2Q20	2019	Variation
Net Debt ⁽¹⁾ /EBITDA ⁽²⁾	3.07	3.00	0.1
EBITDA/Financial Income ⁽²⁾	4.87	4.27	0.6
Corporate Rating (S&P)	AAA	AAA	

⁽¹⁾ Cash, financial investments and securities Debt

⁽²⁾ EBITDA and Financial Income 12 months

HIGHLIGHTS

- **15,119 GWh of energy injected in 2Q20 (-8.95% vs. 2Q19) and 32.543 GWh in 6M20 (-4.32% vs. 6M19), impacted by the effects of Covid-19 on economic activity;**
- **Operating expenses of R\$ 711 million in 2Q20 (-8% vs. 2Q19) and R\$ 1.5 billion in 6M20 (-5% vs. 6M19), absorbing inflation for the period, growth in the distributors' customer base and the increase in headcount due to the insourcing processes at distributors;**
- **EBITDA of R\$ 1.1 billion in 2Q20 (-19% vs. 2Q19) and R\$ 2.6 billion in 6M20 (-3% vs. 6M19), impacted by the effects of Covid-19 on economic activity;**
- **Profit of R\$ 423 million in 2Q20 (-18% vs. 2Q19) and R\$ 999 million in 6M20 (-1% vs. 6M19), impacted by the effects of Covid-19 on economic activity;**
- **CAPEX of R\$ 2.3 billion in 6M20;**
- **Leverage | Net Debt/EBITA 3.07 in 6M20;**
- **Negative impacts of Covid-19 on EBITDA| Distribution (market and default) and trade: R\$ 292 million (2Q20) and R\$ 312 million (6M20);**
- **On July 3rd, Neoenergia distributors adhered to Conta-Covid (Covid Account) in the total amount of R\$ 1.7 billion.**



2Q20 TELECONFERENCE

Wednesday, July 22, 2020

Time: 10:00 (BRT) | 09:00 (EST)

(with simultaneous translation into English)

Telephone number for connecting: +55 11 4210-1803 or +55 11 3181-8565

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.websiteseuro.com/neoenergia/2t20.htm>

NEOENERGIA S.A., PRESENTS THE SECOND QUARTER RESULTS (2Q20) BASED ON MANAGEMENT ANALYSIS, WHICH THE BOARD UNDERSTANDS TO TRANSLATE THE COMPANY'S BUSINESS IN THE BEST MANNER, CONCILIATED WITH INTERNATIONAL FINANCIAL REPORTING STANDARDS – IFRS).

SUMMARY

1. OPERATING PERFORMANCE	3
1.1. Networks	3
1.2. Renewables	11
1.3. Liberalized	13
2. ECONOMIC-FINANCIAL PERFORMANCE	13
2.1. Consolidated	13
2.2. Networks	14
2.3. Renewables	20
2.4. Liberalized	21
3. EBITDA	22
3.1. EBITDA Reconciliation	22
4. FINANCIAL INCOME	23
5. INVESTMENTS	23
5.1. Subsidiary and Affiliated companies	24
5.2. Networks	24
5.3. Renewables	25
5.3.1. Wind Farms	25
5.3.2. Hydroelectric Plants	25
5.4. Liberalized	25
6. INDEBTEDNESS	25
6.1. Debt and Financial Leverage situation	25
6.2. Debt amortization schedule	26
6.3. Debt profile	26
7. RATING	27
8. CAPITAL MARKET	27
9. OTHER MATTERS	28
9.1. Adherence to <i>Conta-Covid</i>	28
9.2. Tariffs	28
9.3. Low-Income Customers	28
10. RECONCILIATION NOTE	29
ANNEX I – Transmission Assets under Implementation	30
ANNEX II – Wind Assets under Construction	31
ANNEX III – Managerial Tables by Segment	32

1. OPERATING PERFORMANCE

Neoenergia Group has three strategic segments that are shown as follows: (i) Networks – distribution and transmission; (ii) Renewables – wind and hydroelectric generation and (iii) Liberalized – thermal gas generation energy trade.

1.1. Networks

1.1.1. Distributors

1.1.1.1 Number of Consumers

The table below reflects the number of active consumers in 2Q20 at each Neoenergia Group distributor. Compared to the 2Q19, there was an increase of 219 thousand consumers (+1.6%).

Number of Consumers (thousand)	2Q20					2Q19					VARIATION				
	Consolidated	COELBA	CELPE	COSERN	ELEKTRO	Consolidated	COELBA	CELPE	COSERN	ELEKTRO	Consolidated	COELBA	CELPE	COSERN	ELEKTRO
Residential	12,447	5,426	3,374	1,286	2,362	12,202	5,317	3,302	1,276	2,307	245	109	72	9	54
Industrial	39	14	5	1	20	42	14	5	1	22	-3	0	0	0	-2
Commercial	928	406	225	101	196	929	403	232	101	193	-1	3	-7	0	3
Rural	558	229	146	57	126	584	234	156	61	134	-26	-5	-10	-4	-8
Other	168	81	33	25	30	165	80	33	24	29	3	1	0	1	1
Total	14,141	6,155	3,782	1,470	2,734	13,922	6,047	3,726	1,464	2,685	219	108	56	6	49

1.1.1.2. Market Development

The energy distributed (captive + free) by Neoenergia's Distributors was 13,338 GWh in 2Q20 (-8.3% vs. 2Q19) and 28,164 GWh in 6M20 (-4.2% vs. 6M19). The social distancing policy due to Covid-19 had a negative impact on the commercial, industrial and free classes, compensated by growth in the residential segment and by the higher number of customers.

The values of energy distributed by type of customer are shown in the table below:

Energy Distributed - Captive Market (GWh)	COELBA			CELPE			COSERN			ELEKTRO			CONSOLIDATED		
	2Q20	2Q19	%	2Q20	2Q19	%	2Q20	2Q19	%	2Q20	2Q19	%	2Q20	2Q19	%
Residential	1,861	1,824	2.0%	1,397	1,310	6.6%	607	554	9.6%	1,205	1,145	5.2%	5,070	4,833	4.9%
Industrial	266	351	(24.2%)	116	231	(49.8%)	56	68	(17.6%)	265	376	(29.5%)	704	1,026	(31.4%)
Commercial	626	851	(26.4%)	469	645	(27.3%)	181	244	(25.8%)	455	555	(18.0%)	1,730	2,295	(24.6%)
Rural	457	478	(4.4%)	138	154	(10.4%)	70	71	(1.4%)	263	248	6.0%	928	951	(2.4%)
Other	601	697	(13.8%)	430	474	(9.3%)	169	192	(12.0%)	332	367	(9.5%)	1,532	1,730	(11.4%)
Energy Distributed - Total Captive Market	3,811	4,202	(9.3%)	2,549	2,813	(9.4%)	1,084	1,128	(3.9%)	2,519	2,692	(6.4%)	9,963	10,835	(8.0%)
Free Market	925	1,015	(8.9%)	745	769	(3.1%)	228	265	(14.0%)	1,477	1,658	(10.9%)	3,375	3,707	(9.0%)
TOTAL (Captive+Free)	4,736	5,217	(9.2%)	3,294	3,582	(8.0%)	1,312	1,393	(5.8%)	3,996	4,350	(8.1%)	13,338	14,542	(8.3%)

	COELBA			CELPE			COSERN			ELEKTRO			CONSOLIDATED		
	6M20	6M19	%	6M20	6M19	%	6M20	6M19	%	6M20	6M19	%	6M20	6M19	%
Energy Distributed Captive Market (GWh)															
Residential	3,789	3,746	1.1%	2,782	2,647	5.1%	1,209	1,137	6.3%	2,521	2,458	2.6%	10,301	9,988	3.1%
Industrial	574	705	(18.6%)	254	463	(45.1%)	125	145	(13.8%)	576	746	(22.8%)	1,529	2,060	(25.8%)
Commercial	1,472	1,745	(15.6%)	1,085	1,282	(15.4%)	427	500	(14.6%)	1,066	1,189	(10.3%)	4,050	4,715	(14.1%)
Rural	866	980	(11.6%)	294	323	(9.0%)	173	174	(0.6%)	505	507	(0.4%)	1,838	1,984	(7.4%)
Other	1,257	1,387	(9.4%)	881	919	(4.1%)	353	373	(5.4%)	684	733	(6.7%)	3,176	3,412	(6.9%)
Energy Distributed - Total Captive Market	7,958	8,564	(7.1%)	5,297	5,634	(6.0%)	2,287	2,329	(1.8%)	5,352	5,634	(5.0%)	20,894	22,159	(5.7%)
Free Market	2,014	1,984	1.5%	1,625	1,512	7.5%	503	533	(5.6%)	3,128	3,219	(2.8%)	7,270	7,248	0.3%
TOTAL (Captive+Free)	9,972	10,548	(5.5%)	6,922	7,146	(3.1%)	2,790	2,862	(2.5%)	8,480	8,853	(4.2%)	28,164	29,407	(4.2%)

Residential consumption grew in all distributors, consolidating an increase of 4.9% in 2Q20 and 3.1% in 6M20 compared to the same periods in 2019, driven both by the increase in the customer base and by the social distancing imposed by Covid-19.

The analysis of the industrial class and the free market revealed a 13.8% decrease in 2Q20 vs. 2Q19, mainly due to the effects of the pandemic on economic activity. For the same reason, in 6M20 the downturn in industrial class + free market was 5.5% vs. 6M19.

The captive commercial class decreased by 24.6% in 2Q20 vs. 2Q19, also influenced by the social isolation imposed by Covid-19. In 6M20, the decrease of 14.1% vs. 6M19 was impacted for the same reasons.

The drop in consumption by the rural class in 2Q20 (-2.4% vs. 2Q19) and 6M20 (-7.4% vs. 6M19) is directly associated with the increase in the volume of rainfall in the period, which generated less demand for irrigation, in addition to Covid-19.

The other classes showed a decrease of 11.4% in 2Q20 vs. 2Q19 and 6.9% in 6M20 vs. 6M19, mainly reflecting the drop in consumption of Public Service units due to Covid-19.

1.1.1.3. Energy Balance

The injected energy (energy supplied to own customers + border concessionaires + free customers + losses) reached 15,119 GWh in 2Q20 (-8.95% vs. 2Q19), due to the reduction in economic activities in the period due to Covid-19. In 6M20, the energy injected by the Group's distributors decreased 4.32% vs. 6M19 due to the impact of Covid-19, reaching 32,543 GWh. The values of Injected Energy by type of costumers are showed in the table below:





ENERGY BALANCE (GWh)	2Q20	2Q19	2Q20 x 2Q19		6M20	6M19	6M20 x 6M19	
			Dif	%			Dif	%
CONSOLIDATED								
Captive Market	9,963	10,835	(872)	(8.05%)	20,894	22,161	-1,267	(5.72%)
Free Market + Supply	3,375	3,707	-331	-8.96%	7,270	7,248	21	0.30%
Energy Delivered (A)	13,338	14,542	-1,204	-8.28%	28,164	29,409	-1,245	-4.23%
Total Losses (B)	1,781	2,063	(282)	(13.67%)	4,379	4,603	(224)	(4.87%)
Energy Injected (C) = (A) + (B)	15,119	16,605	-1,486	-8.95%	32,543	34,012	-1,469	-4.32%
PT/ Energy Required % (B)/(C)	11.78%	12.42%	-0.64 p.p.	-	13.46%	13.53%	-0.08 p.p.	-





ENERGY BALANCE (GWh)	2Q20	2Q19	2Q20 x 2Q19		6M20	6M19	6M20 x 6M19	
			Dif	%			Dif	%
COELBA								
Captive Market	3,811	4,202	-391	-9.31%	7,958	8,564	-606	-7.08%
Free Market + Supply	925	1,015	-90	-8.87%	2,014	1,984	30	1.51%
Energy Delivered (A)	4,736	5,217	-481	-9.22%	9,972	10,548	-576	-5.46%
Total Losses (B)	827	932	(105)	(11.27%)	1,894	2,034	-140	-6.88%
Energy Injected (C) = (A) + (B)	5,563	6,149	-586	-9.53%	11,866	12,582	-716	-5.69%
PT/ Energy Required % (B)/(C)	14.87%	15.16%	-0.29 p.p.	-	15.96%	16.17%	-0.20 p.p.	-
CELPE								
Captive Market	2,549	2,813	(264)	(9.38%)	5,297	5,634	-337	-5.98%
Free Market + Supply	745	769	-24	-3.12%	1,625	1,512	113	7.47%
Energy Delivered (A)	3,294	3,582	-288	-8.04%	6,922	7,146	-224	-3.13%
Total Losses (B)	674	726	(52)	(7.16%)	1,620	1,580	40	2.53%
Energy Injected (C) = (A) + (B)	3,968	4,308	(340)	(7.89%)	8,542	8,726	-184	-2.11%
PT/ Energy Required % (B)/(C)	16.99%	16.85%	0.13 p.p.	-	18.97%	18.11%	0.86 p.p.	-
COSERN								
Captive Market	1,084	1,128	-44	-3.90%	2,287	2,329	-42	-1.80%
Free Market + Supply	228	265	-37	-13.96%	503	533	-30	-5.63%
Energy Delivered (A)	1,312	1,393	-81	-5.81%	2,790	2,862	-72	-2.52%
Total Losses (B)	105	142	(37)	(26.06%)	266	280	-14	(5.00%)
Energy Injected (C) = (A) + (B)	1,417	1,535	-118	-7.69%	3,056	3,142	-86	-2.74%
PT/ Energy Required % (B)/(C)	7.41%	9.25%	-1.84 p.p.	-	8.70%	8.91%	-0.21 p.p.	-
ELEKTRO								
Captive Market	2,519	2,692	(173)	(6.43%)	5,352	5,634	-282	(5.01%)
Free Market + Supply	1,477	1,658	-180	-10.92%	3,128	3,219	-91	-2.83%
Energy Delivered (A)	3,996	4,350	-354	-8.14%	8,480	8,853	-373	-4.21%
Total Losses (B)	175	263	(88)	(33.46%)	599	709	(110)	(15.51%)
Energy Injected (C) = (A) + (B)	4,171	4,613	-442	-9.58%	9,079	9,562	-483	-5.05%
PT/ Energy Required % (B)/(C)	4.20%	5.70%	-1.51 p.p.	-	6.60%	7.41%	-0.82 p.p.	-

NOTE: The numbers in the energy balance reflect the quarterly and the half-yearly results, thus the index PT/Required Energy also reflects half-yearly and quarterly losses.

1.1.1.4. Losses

Energy losses are monitored on the basis of the percentage index that calculates the ratio between the energy injected and the energy supplied/invoiced, 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.

DISTRIBUTORS	Total Losses 12 months (%)												
	Technical Loss			Non-Technical Loss			Total Loss						
	2Q19	1Q20	2Q20	1Q19	1Q20	2Q20	2Q19	Aneel 19	3Q19	4Q19	1Q20	2Q20	Aneel 20
 COELBA	11.22%	10.89%	10.65%	4.14%	4.33%	4.51%	15.36%	14.27%	15.12%	15.30%	15.23%	15.16%	14.43%
 CELPE	8.39%	8.10%	8.11%	9.36%	9.63%	9.68%	17.75%	16.06%	17.34%	17.35%	17.74%	17.79%	16.28%
 COSERN	8.44%	8.39%	8.50%	1.66%	1.90%	1.40%	10.10%	10.71%	9.92%	9.99%	10.29%	9.90%	10.78%
 ELEKTRO	5.85%	5.83%	5.72%	2.21%	1.86%	1.68%	8.07%	6.57%	8.03%	7.79%	7.69%	7.40%	8.14%

DISTRIBUTORS	Total 12-month Losses (GWh)												
	Technical Loss			Non-Technical Loss			Total Loss						
	2Q19	1Q20	2Q19	2Q19	1Q20	2Q20	2Q19	Aneel 19	3Q19	4Q19	1Q20	2Q20	Aneel 20
 COELBA	2,744.6	2,715.5	2,591.9	1,013.7	1,080.2	1,098.7	3,758.3	3,439.8	3,713.1	3,833.6	3,795.7	3,690.5	3,386.9
 CELPE	1,439.6	1,410.2	1,384.0	1,605.3	1,676.6	1,651.0	3,044.8	2,698.4	2,971.9	2,991.4	3,086.8	3,035.0	2,636.2
 COSERN	540.8	541.5	538.6	106.1	122.7	88.6	646.9	1,226.3	636.2	641.6	664.3	627.2	1,464.3
 ELEKTRO	1,109.7	1,114.3	1,067.3	419.6	355.8	314.1	1,529.3	1,226.3	1,526.7	1,491.1	1,470.1	1,381.5	1,464.3

Coelba's total losses for the 12-month period under review have followed a reduction trend since 4Q19, and ended 2Q20 at 15.16%, a reduction of -0.07p.p. vs. 1Q20, and -0.20 p.p. compared to 2Q19. Likewise, the amount of energy lost in the 12-month period has also been decreasing since 4Q19, reaching a volume of 3,690.5 GWh in 2Q20. It is important to note that the distance from the tariff coverage, which was 1.09p.p. in 2Q19 decreased to 0.73 p.p. in 2Q20.

Total Losses in Celpe's 12-month view ended 2Q20 at 17.79%, practically in line with that seen in 1Q20 (17.74%) and in 2Q19 (17.75%). However, the distance from the tariff coverage, which was 1.70p.p. in 2Q19, decreased to 1.51 pp. in 2Q20. It is important to point out that the energy lost in the 12-month view (3,035.0 GWh) was less than that observed in 1Q20 (3,086.8 GWh) and in 2Q19 (3,044.8 GWh), so that the worsening of the indicator is due to the drop of energy injected into the high voltage market, a segment with a low-loss rate, which in turn fell by 3.97% in the 12-month view in the 2Q20 compared to the 1Q20 due to the impact of Covid-19 on the economy.

Total Losses in Cosern's 12-month view in 2Q20 of 9.90%, a decrease compared to the last quarters: -0.39p.p. vs. 1Q20 (10.29%); -0.09p.p. vs. 4Q19 (9.99%); and -0.20 p.p. vs. 2Q19 (10.10%). Likewise, the amount of energy lost in the 12-month view has also been decreasing, reaching 627.2 GWh in 2Q20. It is important to note that Cosern continues with its level of losses below the regulatory limit of 10.78%.

Total Losses in the 12-month view of Elektro in 2Q20 of 7.40%, a decrease compared to the last quarters: -0.29p.p. vs. 1Q20 (7.69%), from -0.39p.p. vs. 4Q19 (7.79%), and -0.67p.p. compared to 2Q19 (8.07%). Likewise, the amount of energy lost in the 12-month view has also been decreasing since 2Q19, reaching a volume of 1,381.5 GWh in 2Q20. It is worth mentioning that Elektro maintained its loss level below the regulatory limit of 8.14%.

1.1.1.5. Collection and Default

The collection rate is an indicator directly impacted by the customers' ability to pay and the effectiveness of the Company's collection actions.

The graphs below show the collection rate on overdue accounts of Neoenergia's distributors over the quarters. Such data exclude the Low Income segment, in order to make the comparison more appropriate, given the full subsidy that these invoices experienced throughout 2Q20.



Based on the graphs above, there is an evolution in collection from 1Q20 to 2Q20, but the levels are still lower than the levels of the previous year, pre-pandemic.

Regarding default, PECLD in 6M20 was R\$ 147 million, reflecting the regulatory order to suspend some cut actions, coupled with the economic slowdown in the period, both due to Covid-19.

Of the amount of R\$ 147 million, R\$ 20 million were recorded in March / 20 and R\$ 127 million in 2Q20.

It is worth mentioning that this impact is the combined effect of an evolution in the balance of accounts receivable past due for more than 90 days and a reduction of 2.93p.p. in the average collection of invoices overdue in 6M20, compared to the same previous period (as shown in the graphs above), both due to Covid-19.

Still on PECLD, it is important to remember that since 3Q19, the Company has adopted a more objective stance in provisioning based on the history of payment behavior, by customer class (aging) in the last 60 months, structured in 4 portfolios: (i) non-installment portfolio, (ii) installment portfolio, (iii) Fraud portfolio (retroactive billing resulting from inspection actions to combat losses) and (iv) Legal portfolio (overdue debts that are now being dealt with in court).

In the four distributors of the Group, the following impacts of Covid-19 in PECLD were observed:

- Coelba: R\$ 37 million in 2Q20 and R\$ 41 million in 6M20.
- Celpe: R\$ 48 million in 2Q20 and R\$ 59 million in 6M20.

- Cosern: R\$ 9 million in 2Q20 and R\$ 9 million in 6M20.
- Elektro: R\$ 33 million in 2Q20 and R\$ 38 million in 6M20.

Important to remember that Neoenergia has approximately 35% of customers that pay through digital channels, and measures such as payment by credit card to facilitate the payment of the bill and campaigns in various media to raise awareness of the importance of paying the electricity bill have been adopted. In addition, Neoenergia has worked with ANEEL so that this economic imbalance can be addressed via the Extraordinary Tariff Review (RTE).

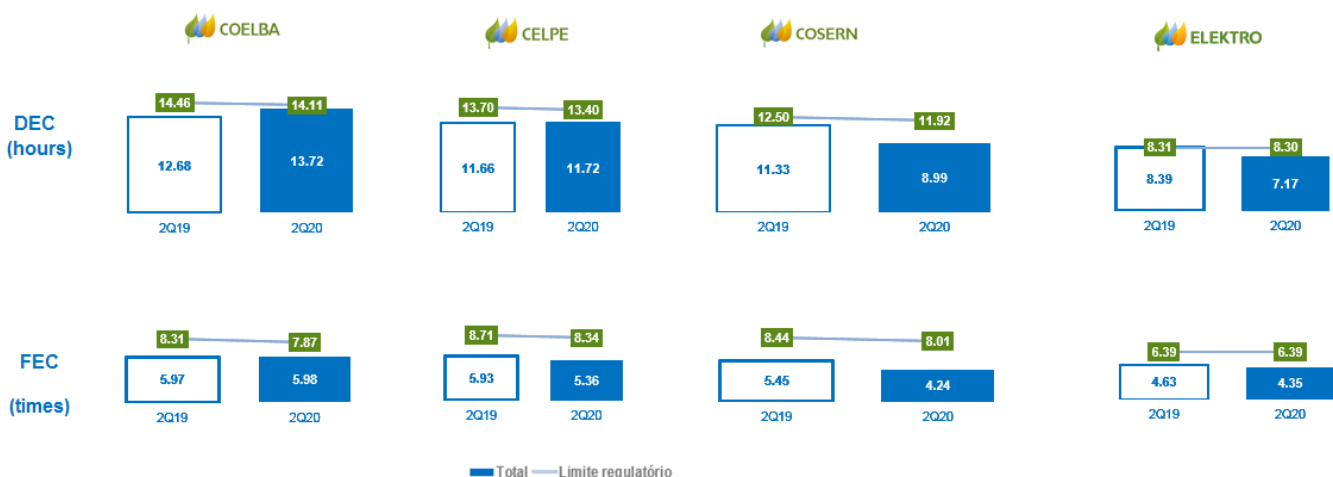
PECLD/ ROB		2Q19	3Q19	4Q19	1Q20	2Q20	1Q20 x 2Q20	2Q20 x 2Q19	6M20	6M19	Var.	Regulatory Limit
COELBA	ROB	2,720	2,639	3,111	2,806	2,356	(16.04%)	(13.38%)	5,162	5,449	-5.28 p.p.	-
	PECLD	25	34	46	32	67	109.38%	168.00%	99	47	111.81 p.p.	-
	Default	0.93%	1.30%	1.47%	1.15%	2.84%	1.68 p.p.	1.91 p.p.	1.92%	0.86%	1.06 p.p.	1.16%
CELPE	ROB	1,834	1,705	2,006	1,894	1,629	(13.99%)	(11.18%)	3,523	3,599	-2.13 p.p.	-
	PECLD	27	44	40	46	85	84.78%	214.81%	131	50	160.06 p.p.	-
	Default	1.45%	2.60%	1.99%	2.42%	5.23%	2.82 p.p.	3.78 p.p.	3.72%	1.40%	2.32 p.p.	1.40%
COSERN	ROB	696	719	805	758	639	(15.70%)	(8.19%)	1,397	1,395	0.13 p.p.	-
	PECLD	3	2	(2)	(0)	7	-	133.33%	7	5	31.55 p.p.	-
	Default	0.40%	0.31%	(0.25%)	(0.04%)	1.11%	1.15 p.p.	0.71 p.p.	0.48%	0.37%	0.12 p.p.	0.40%
ELEKTRO	ROB	1,928	1,872	1,912	1,872	1,609	(14.05%)	(16.55%)	3,481	4,110	-15.32 p.p.	-
	PECLD	17	31	30	31	56	80.65%	229.41%	87	35	149.28 p.p.	-
	Default	0.90%	1.65%	1.54%	1.65%	3.47%	1.82 p.p.	2.57 p.p.	2.49%	0.85%	1.64 p.p.	0.39%

NOTE: Provision for Doubtful Receivables considers provisioned value + financial adjustment

1.1.1.6. DEC and FEC

The quality of the energy supply is mainly measured by the DEC - Equivalent Interruption Duration per Consumer and FEC - Equivalent Interruption Frequency per Consumer indicators, which measure the failures in the distribution network.

All the Group's distributors are below the regulatory limit for both 12-month DEC and 12-month FEC, as shown in the charts below:



NOTE: Due to the fact that the deadline for calculating the quality indicators of June 2020 falls after the period of disclosure of this report, the data presented are estimated. The June 2019 indicators were adjusted for the definitive determination.

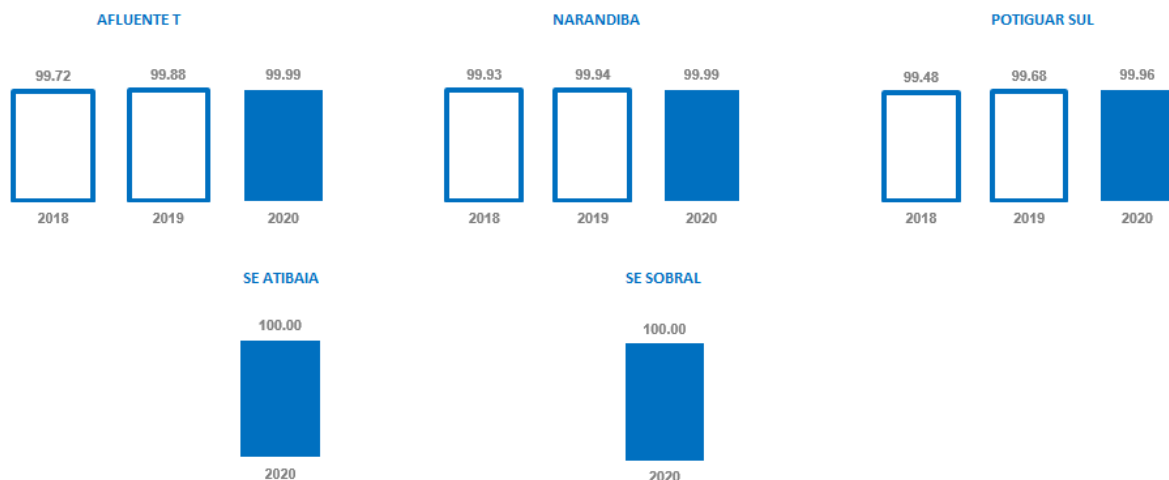
1.1.2. Transmission companies

In June 2020, five transmission assets of the Neoenergia Group (Afluentes T, Naranidiba, Potiguar Sul, Neoenergia Atibaia Transmissão de Energia and Neoenergia Sobral Transmissão de Energia) were in operation.

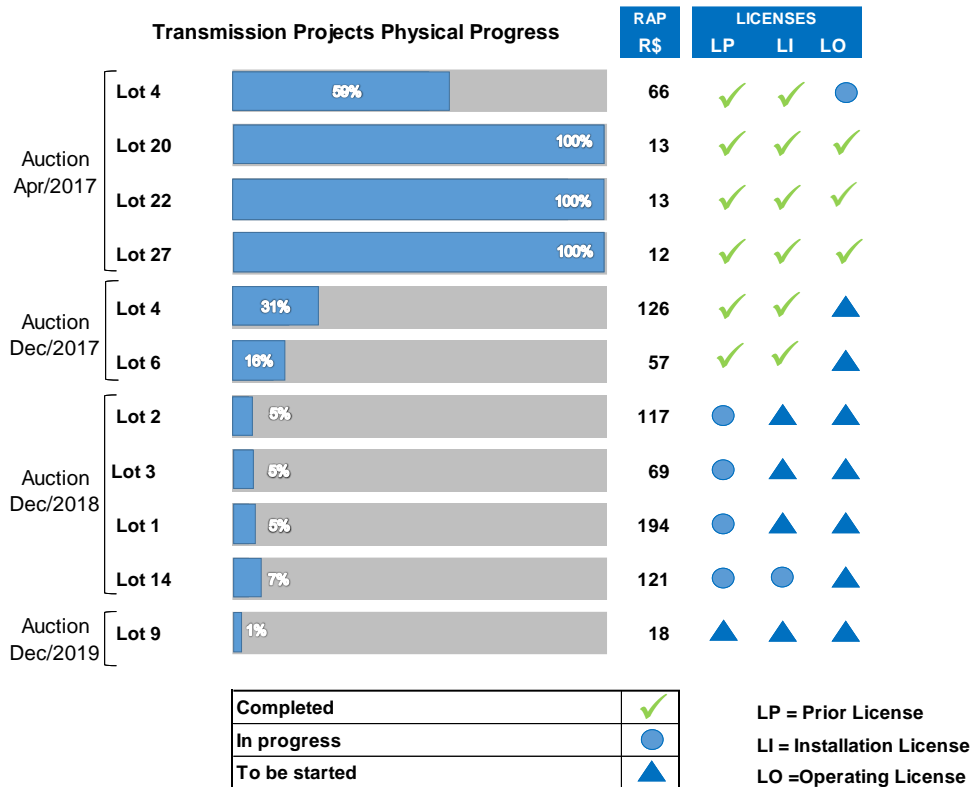
In Operation	State	Neoenergia Share	Start of Operation (ANEEL Term)	End of Concession
AFLUENTE T (Total Extension 489.1 Km)				
Transmission Lines				
LT 230 KV Itagibá - Funil C-1 LT 230 KV Brumado II - Itagibá C-1 LT 230 KV Ford - Pólo C-2 LT 230 KV Pólo - Camaçari IV C-2 LT 230 KV Ford - Pólo C-1 LT 230 KV Pólo - Camaçari IV C-1 LT 230 KV Tomba - Governador Mangabeira C-1 LT 230 KV Tomba - Governador Mangabeira C-2 LT 138 KV Funil - Poções C-1	BA	87.80%	13/09/2009 13/09/2009 02/08/2009 19/01/2015 24/11/2009 18/01/2015 31/01/2016 31/12/1990 01/05/1993	08/08/2027
Basic Grid Substations				
Tomba Brumado II - 230/69kV Itagibá	BA	87.80%	31/12/1990 11/12/2002 13/09/2009	08/08/2027
SE NARANDIBA				
Basic Grid Substations				
Subestação de Naranidiba Subestação Brumado II - 230/138kV Subestação Extremoz II - 230/69kV	BA RN	100%	06/06/2011 21/09/2014 04/07/2015	28/01/2039 28/08/2042 10/05/2042
POTIGUAR SUL (Total Extension 196.1 Km)				
Transmission Lines				
LT 500 KV Campina Grande III - Ceará-Mirim II-C2	RN / PB	100%	07/11/2016	01/08/2043
Neoenergia Atibaia Transmissão de Energia S.A.				
Basic Grid Substations				
SE Fernão Dias	SP	100%	11/02/2021	11/08/2047
Neoenergia Sobral Transmissão de Energia S.A.				
Basic Grid Substations				
SE Sobral III	CE	100%	11/02/2021	11/08/2047
Neoenergia Biguaçu Transmissão de Energia S.A.				
Basic Grid Substations				
SE Biguaçu	SC	100%	11/02/2021	11/08/2047

1.1.2.1. Line Availability Rate

The limit established by the National System Operator (ONS) considers availability between 95% and 98% as normal. This indicator guides the quality of services assessed by ANEEL through the availability of the transmission system. In the last three years, the group's transmission companies have been available above the upper limit defined by ONS.



1.1.2.2. Environmental Licenses and Development of Transmission Assets Construction



NOTE: Evolution as of June 30, 2020.

The construction projects for the transmission lots acquired in the auctions of April/17, December/17 and December/18 continue at significant progress despite the occasional difficulties faced at the beginning of the Covid pandemic, confirming the profitability predicted by Neoenergia.

April 2017 Auction

- Lot 20 (Neoenergia Atibaia Transmissão de Energia S.A.) – Completed 14 months prior to Aneel Contractual Term (February 2021) and CAPEX 38% lower than the investment originally estimated by Aneel.
- Lot 27 (Neoenergia Sobral Transmissão de Energia S.A.) – Completed 13 months prior to Aneel Contractual Term (February 2021) and CAPEX 33% lower than the investment originally estimated by Aneel.
- Lot 4 (Neoenergia Dourados Transmissão de Energia S.A.) – Lifting of the towers, laying of cables and construction of the substation started. One (147 km e 230 kV) of five tranches already delivered with correspondent RAP (Permitted Annual Revenue) with 25 months prior to Aneel Contractual Term (August 2022). RAP release anticipated for one more tranche until December 2020.
- Lot 22 (Neoenergia Biguaçu Transmissão de Energia S.A.) – Completed 7 months prior to Aneel Contractual Term (February 2021) and CAPEX 27% lower than the investment originally estimated by Aneel.

December/2017 Auction

- Lot 4 (Neoenergia Jalapão Transmissão de Energia S.A.) – Under construction and expected anticipation in relation to the Business Plan;
- Lot 6 (Neoenergia Santa Luzia Transmissão de Energia S.A.) – Under construction and expected anticipation in relation to the Business Plan.

December/2018 Auction:

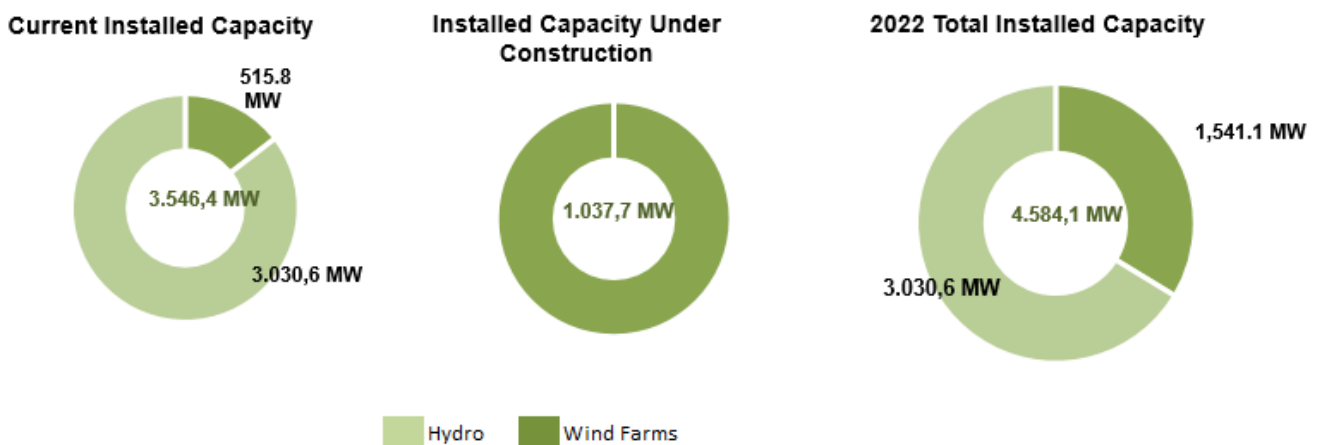
- Lots 1 (Neoenergia Vale do Itajaí Transmissão de Energia S.A), 2 (Neoenergia Guanabara Transmissão de Energia S.A.) and 3 (Neoenergia Itabapoana Transmissão de Energia S.A.) – Primary Licenses - LPs in progress;
- Lot 14 (Neoenergia Lagoa dos Patos Transmissão de Energia S.A.) – Installation License granted for the two substations (SE Marmeleiros-2 and SE Livramento-3).

December/2019 Auction:

- Lot 9, located in Bahia, comprises 1 transmission line with 210km and 2 substations. Estimated Aneel CAPEX of R\$ 303 million Permitted Annual Revenue (RAP) of R\$ 18 million. The Lot already has 97% of CAPEX contracted.

1.2. Renewables

Neoenergia Group operates in the renewable energy sector in two fronts: wind and hydro. The assets in operation and under construction total 44 wind farms and 7 hydroelectric plants.



1.2.1. Wind Farms

In 2Q20, the Company operated in the renewable generation segment with 17 wind farms, with an installed capacity of 515.8 MW: Arizona I; Caetité I, II and III; Calango I, II, III, IV, V and VI; Mel II; Santana I and II; Canoas; Lagoa I and II; and Rio do Fogo.

The Company has two complexes under construction: Chafariz, located in Paraíba (15 farms with a capacity of 471.2 MW) and Oitis, in Piauí and Bahia (12 farms with a capacity of 566.5 MW).

In 2022, the portfolio of wind assets will total 1.6 GW, of which 51% will be traded in the Regulated Contracting Environment (ACR) and 49% in the Free Contracting Environment (ACL), in line with the positioning strategy in the liberalization of the Brazilian energy market.

Wind Farms in Operation	Neoenergia Shareholding (Direct and Indirect)	State	Location	Installed Capacity (MW)	Assured Energy (MW)	End of Concession
EOL Caetité 1	100%	BA	Caetité	30.00	13.00	28/10/2042
EOL Caetité 2	100%	BA	Caetité	30.00	14.7	06/02/2046
EOL Caetité 3	100%	BA	Caetité	30.00	11.2	23/02/2046
EOL Calango 1	100%	RN	Bodó and Santana do Mato	30.00	13.9	27/04/2046
EOL Calango 3	100%	RN	Bodó, Santana do Mato and Lagoa Nova	30.00	13.9	29/05/2046
EOL Rio do Fogo (ENERB)	100%	RN	Rio do Fogo	49.30	17.9	18/12/2031
EOL Arizona 1	100%	RN	Rio do Fogo	28.00	12.9	03/03/2046
EOL Mel 2	100%	RN	Areia Branca	20.00	8.8	27/02/2046
EOL Calango 6	100%	RN	Bodó and Cerro Corá	30.00	18.5	19/11/2049
EOL Santana 1	100%	RN	Bodó, Lagoa Nova and Cerro Corá	30.00	17.3	13/11/2049
EOL Santana 2	100%	RN	Bodó and Lagoa Nova	24.00	13.1	13/11/2049
EOL Calango 2	100%	RN	Bodó	30.00	12.8	08/05/2046
EOL Calango 4	100%	RN	Bodó	30.00	12.8	18/05/2046
EOL Calango 5	100%	RN	Bodó	30.00	13.7	01/06/2046
EOL Canoas	100%	PB	São José do Sabugi and Junco do Seridó	31.50	17.7	03/08/2050
EOL Lagoa 2	100%	PB	São José do Sabugi and Santa Luzia	31.50	17.5	03/08/2050
EOL Lagoa 1	100%	PB	São José do Sabugi and Santa Luzia	31.50	18.7	03/08/2050

In 2Q20 the amount of wind energy generated was 411 GWh (-1.71% vs. 2Q19) and 653 GWh in 6M20 (-13.39% vs. 6M19), due to poor wind resource. Availability in 2Q20 was over 97%, as scheduled.

1.2.1.1. Progress of wind farms construction

Physical Progress Wind Farms	LICENSES		
	LP	LI	LO
Chafariz Complex	✓	✓	▲
Oitis Complex	✓	●	▲

Completed	✓
In progress	●
To be started	▲

LP = Prior Licence
LI = Installation Licence
LO = Operating Licence

All wind farms in the Chafariz Complex have already been granted installation and concession license; the construction project started 3 months ahead of schedule, in October 2019, and already have 100% of CAPEX contracted.

Despite some difficulties at the beginning of the Covid-19 pandemic, the construction project of the Chafariz Complex have returned to normal, with more than a thousand collaborators on the construction site, paying attention to all health and hygiene protocols, without impacting the project's expected profitability.

The wind farms of the Oitis Complex are in line with the Business Plan.

1.2.2. Hydroelectric Plants

Neoenergia has a stake in 7 hydroelectric plants: Itapebi, Corumbá, Baguari, Dardanelos, Teles Pires, Baixo Iguaçu and Belo Monte.

Hydroelectric plants in Operation	Neoenergia Shareholding (Direct and Indirect)	State	Location	Installed Capacity (MW)	Assured Energy (MW)	End of Concession
UHE Itapebi	100%	BA	Rio Jequitinhonha	462.01	209.1	31/08/2035
UHE Corumbá III	70%	GO	Rio Corumbá	96.45	49.3	14/02/2037
UHE Baguari I	51%	MG	Rio Doce	140.00	84.7	14/08/2041
UHE Dardanelos - Águasda Pedra	51%	MT	Rio Aripuanã	261.00	154.9	02/01/2043
Teles Pires	51%	MT / PA	Rio Teles Pires	1,819.80	930.7	06/06/2046
Belo Monte	10%	PA	Rio Xingu	11,233.10	4571	25/08/2045
Baixo Iguaçu - Geração Céu Azul	70%	PR	Rio Iguaçu	350.20	172.4	30/10/2049

1.3. Liberalized

1.3.1. Termopernambuco

Termopernambuco is a thermal plant participating in the PPT (Priority Thermal Program). It holds PPAs with Coelba (65MW) and Celpe (390MW) expiring in 2024 that guarantee the plant's revenue. It has an installed capacity of 533 MW and assured energy of 504 MW; its authorization expires in 2030.

In the second quarter of 2020, energy generation was 77.22% lower than in the same period in 2019, reaching 100 GWh (vs. 439 GWh in 2Q19). This variation is explained by the smaller number of operating days in 2Q20 vs. 2Q19. In 2Q20 there were 83 days of shutdown, 10 days for maintenance and 73 for non-dispatch (drop in demand - Covid-19 impact), while in 2Q19 there were 61 days of shutdown. It is important to note that the effect on the Company's results is minimized by the purchase of energy at prices below the variable cost per unit, to supply its sales agreements.

In the year to date, there was energy generation 5.37% in excess of that of 6M19, reaching 1,119 GWh (vs. 1,062 GWh in 6M19). This increase is due to the greater number of days in operation in 2020, since in the first half of 2020 the plant was shutdown for 92 days, 10 days for maintenance and 82 for no dispatch, while in the same period of 2019 the plant stopped operations for 97 days.

2. ECONOMIC-FINANCIAL PERFORMANCE

2.1. Consolidated

CONSOLIDATED STATEMENT OF INCOME (R\$ MM)	2Q20	2Q19	Variation		6M20	6M19	Variation	
			R\$	%			R\$	%
Net Operating Revenue ⁽¹⁾	6,580	6,573	7	-	13,358	13,487	(129)	(1%)
Energy Costs ⁽²⁾	(4,486)	(4,447)	(39)	1%	(8,945)	(9,339)	394	(4%)
Gross Margin w/out VNR	2,094	2,126	(32)	(2%)	4,413	4,148	265	6%
Concession Financial Assets (VNR)	(57)	79	(136)	(172%)	14	206	(192)	(93%)
GROSS MARGIN	2,037	2,205	(168)	(8%)	4,427	4,354	73	2%
Operating Expenses (PMSO)	(711)	(772)	61	(8%)	(1,465)	(1,542)	77	(5%)
Provision for Doubtful Receivables (PECLD)	(209)	(71)	(138)	194%	(317)	(139)	(178)	128%
(+) Equity Accounting	(11)	-	(11)	-	(14)	26	(40)	(154%)
EBITDA	1,106	1,362	(256)	(19%)	2,631	2,699	(68)	(3%)
Depreciation	(400)	(373)	(27)	7%	(780)	(718)	(62)	9%
Financial Income (Loss)	(169)	(371)	202	(54%)	(483)	(663)	180	(27%)
IR/CS	(102)	(78)	(24)	31%	(335)	(268)	(67)	25%
Minority shareholding	(12)	(21)	9	(43%)	(34)	(39)	5	(13%)
NET INCOME	423	519	(96)	(18%)	999	1,011	(12)	(1%)

⁽¹⁾ Considers Construction Revenues

⁽²⁾ Considers Construction Costs

As expressed in Technical Guideline CPC 08, the recognition and measurement of the variations between the unmanageable costs actually incurred in relation to the approved tariffs are always classified in the Operating Revenue line as Amounts Receivable/Returnable from 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 period's result. Accordingly, the Company believes it is more appropriate to explain the variations in the result based on Gross Margin.

Neoenergia recorded Gross Margin of R\$ 2,037 million in 2Q20, a reduction of R\$ 168 million vs. 2Q19, impacted by the effects of Covid-19 (of which -R\$ 151 million at distributors and -R\$ 14 million at commercialization due to reduced consumption by customers on the free market and the renegotiation of final customer agreements for changing billing) and Concession Financial Assets (-R\$ 136 million) due to lower IPCA in 2Q20 vs. 2Q19 (-1.14p.p.). These impacts were minimized by the effects of the April 2020 Annual Tariff Resets of Coelba, Celpe and Cosern, which are already being recorded in income, although the impact for the consumer was postponed to July 1st and by effects of Elektro's August 2019 Periodic Tariff Review, in addition to the application of IFRS15 of R\$ 121 million in transmission in 2Q20 (+R\$ 64 million vs. 2Q19).

In the semester, Gross Margin was R\$ 4,427 million in 6M20, an increase of R\$ 73 million vs. 6M19, impacted by the increase in customer base, the effects of the Annual Tariff Resets of April 2019 and April 2020 of Coelba, Celpe and Cosern and the effects of the Periodic Tariff Review of Elektro in August 2019, in addition to the application of R\$ 222 million of IFRS15 in transmission in 2Q20 (+R\$ 125 million vs. 2Q19). These effects were lessened by the negative impacts of Covid-19 (as mentioned in the paragraph above) and by the Concession Financial Asset (-R\$ 192 million) due to lower IPCA in the period.

Neoenergia Operating Expenses totaled R\$ 711 million in 2Q20 (-8.0% vs. 2Q19) and R\$ 1,465 million in 6M20 (-5% vs. 6M19), proving cost discipline that was able to absorb both inflation and the growth of the distributors' customer base (+1.6% vs. 2Q19) and the increase in headcount due to the process of insourcing of the distributors' operating activities.

In 2Q20, Provision for Doubtful Receivables totaled R\$ 209 million, an increase of R\$ 138 million vs. 2Q19, of which R\$ 127 million on account of Covid-19 (increase in overdue Accounts Receivable at distributors). In the semester, Provision for Doubtful Receivables was R\$ 317 million, of which R\$ 147 million reflects the impacts of Covid-19 and the receivable profile overdue for more than 90 days, as presented in the Collection and Default section.

It should be added that there was a negative impact of R\$ 11 million in equity accounting in 2Q20 vs. 2Q19, explained by the smaller contribution of Belo Monte, due to the transmission restriction, which has caused the ACL energy to be settled to the Northern PLD. In 6M20, variation of R\$ 40 million vs. 6M19 is also due to lower contribution from Belo Monte since, in addition to the effects highlighted in the quarter, it is worth mentioning the recording of R\$ 17 million in 1Q19 regarding the difference in deferred taxes in Belo Monte.

As a result of the abovementioned effects, EBITDA ended 2Q20 at R\$ 1,106 million, a reduction of R\$ 256 million vs. 2Q19, of which -R\$ 292 million refer to the impacts of Covid-19, lessened by the application of R\$ 121 million of IFRS15 in transmission. In the semester, EBITDA was R\$ 2,631 million, a reduction of R\$ 68 million vs. 6M19, of which -R\$ 312 million refer to impacts of Covid-19, lessened by the application of R\$ 222 million of IFRS15 in transmission.

Neoenergia recorded net income of R\$ 423 million in 2T20 (-18% vs. 2Q19) and R\$ 999 million in 6M20 (-1% vs. 6M19), softened by postponement of the JSCP declaration in the four distributors, with a negative impact of R\$ 56 million, to be captured by the end of the year, depending on the evolution of Covid-19

2.2. Networks

The result of the Networks segment includes the performance of both distributors and transmission assets.

STATEMENT OF INCOME (DRE) NETWORKS (R\$ MM)	2Q20	2Q19	Variation		6M20	6M19	Variation	
			R\$	%			R\$	%
Net Revenue	6,331	6,170	161	3%	12,848	12,671	177	1%
Energy Costs	(4,555)	(4,358)	(197)	5%	(9,043)	(9,076)	33	(0%)
Gross Margin w/out VNR	1,776	1,812	(36)	(2%)	3,805	3,595	210	6%
Concession Financial Assets (VNR)	(57)	79	(136)	(172%)	14	206	(192)	(93%)
Gross Margin	1,719	1,891	(172)	(9%)	3,819	3,801	18	0.5%
Operating Expenses (PMSO)	(575)	(642)	67	(10%)	(1,206)	(1,309)	103	(8%)
PECLD	(209)	(70)	(139)	199%	(317)	(133)	(184)	138%
EBITDA	935	1,179	(244)	(21%)	2,296	2,359	(63)	(3%)
Depreciation	(290)	(265)	(25)	9%	(570)	(519)	(51)	10%
Financial Income (Loss)	(150)	(298)	148	(50%)	(409)	(579)	170	(29%)
IR CS	(111)	(75)	(36)	48%	(321)	(242)	(79)	33%
NET INCOME	384	541	(157)	(29%)	996	1,019	(23)	(2%)
IFRS15	121	57	64	112%	222	97	125	129%

The Networks segment ended 2Q20 with a Gross Margin of R\$ 1,719 million, a reduction of R\$ 172 million vs. 2Q19, impacted by the effects of Covid-19 (market impact of -R\$ 151 million) and by Concession Financial Assets (-R\$ 136 million) due to lower IPCA in 2Q20 vs. 2Q19 (-1.14p.p.), and lessened by the effects of the April 2020 Annual Tariff Resets of Coelba, Celpe and Cosern, which are already recorded in the result although the impact for the consumer was postponed until July 1st and by effects of Elektro's August 2019 Periodic Tariff Review, in addition to the application of R\$ 121 million of IFRS15 in the transmission.

In the semester, the Gross Margin - which recorded R\$ 3,819 million - remained practically stable, with an increase of R\$ 18 million (+0.5% vs. 6M19), also impacted by the effects of Covid-19 (-R\$ 151 million market) and Concession Financial Assets (-R\$ 192 million vs. 6M19), lessened by the expansion in customer base, the effects of the Annual Tariff Resets of April 2019 and April 2020 of Coelba, Celpe and Cosern, and by effects of Elektro's August 2019 Periodic Tariff Review, in addition to the application of R\$ 222 million of IFRS in transmission.

As to the Operating Expenses of the segment, R\$ 575 million were recorded in 2Q20 (-10% vs. 2Q19) and R\$ 1,206 million in 6M20 (-8% vs. 6M19), absorbing both the growth of distributors customer base (+1.6% vs. 2Q19) regarding inflation for the period and the increase in headcount due to the insourcing processes of distributors, proving cost discipline.

In 2Q20, Provision for Doubtful Receivables totaled R\$ 209 million, an increase of R\$ 139 million vs. 2Q19, of which R\$ 127 million due to Covid-19 (increase in Accounts Receivable overdue at distributors). In the semester, Provision for Doubtful Receivables was R\$ 317 million, of which R\$ 147 million reflects the Covid-19 impacts and the receivable profile overdue for more than 90 days, as presented in the Collection and Default section.

As a result of the abovementioned effects, Network EBITDA ended 2Q20 at R\$ 935 million, a reduction of R\$ 244 million vs. 2Q19, of which -R\$ 278 million refer to Covid-19 impacts, lessened by the application of R\$ 121 million of IFRS15 in transmission. In the semester, EBITDA was R\$ 2,296 million, a decrease of R\$ 63 million vs. 6M19, of which -R\$ 298 million refer to impacts of Covid-19, lessened by the application of R\$ 222 million of IFRS15 in transmission.

The Networks segment recorded Net Income in 2Q20 of R\$ 384 million (-29.0% vs. 2Q19) and R\$ 996 million in 6M20 (-2% vs. 6M19), softened by postponement of the JSCP declaration in the four distributors, with a negative impact of R\$ 56 million, to be captured by the end of the year, depending on the evolution of Covid-19.

2.2.1. COELBA

DRE COELBA (R\$ MM)	2Q20	2Q19	Variation		6M20	6M19	Variation	
			R\$	%			R\$	%
Net Revenue	2,313	2,405	(92)	(4%)	4,774	4,870	(96)	(2%)
Energy Costs	(1,569)	(1,571)	2	(0%)	(3,165)	(3,269)	104	(3%)
Concession Financial Assets (VNR)	(28)	42	(70)	(167%)	10	109	(99)	(91%)
Gross Margin	716	876	(160)	(18%)	1,619	1,710	(91)	(5%)
Operating Expenses (PMSO)	(243)	(284)	41	(14%)	(520)	(569)	49	(9%)
PECLD	(65)	(24)	(41)	171%	(98)	(46)	(52)	113%
EBITDA	408	568	(160)	(28%)	1,001	1,095	(94)	(9%)
Depreciation	(137)	(122)	(15)	12%	(268)	(237)	(31)	13%
Financial Income (Loss)	(68)	(125)	57	(46%)	(185)	(241)	56	(23%)
IR CS	(29)	(26)	(3)	12%	(100)	(91)	(9)	10%
NET INCOME	174	295	(121)	(41%)	448	526	(78)	(15%)

Coelba ended 2Q20 with Gross Margin of R\$ 716 million, a reduction of 18% compared to 2Q19, impacted by the effects of Covid-19 (market impact of -R\$ 88 million) and by Concession Financial Assets (-R\$ 70 million), lower IPCA in 2Q20 vs.2Q19 (-1.14p.p.), and lessened by the effects of the April 2020 Annual Tariff Reset, which is already recorded in the result, although the impact for the consumer was postponed to July 1. In the first half, the drop in Gross Margin - which reached R\$ 1,619 million in 6M20 - was -5% vs. 6M19, also impacted by the effects of Covid-19 (-R\$ 88 million) and Concession Financial Assets (-R\$ 99 million vs. 6M19), minimized by the growth in customer base and the effects of the April 2019 and April 2020 Annual Tariff Resets.

Coelba's Operating Expenses were R\$ 243 million in 2Q20 (-14% vs. 2Q19) and R\$ 520 million in 6M20 (-9% vs. 6M19). The company continues to absorb both the growth in customer base (+1.8% vs. 2Q19) and the inflation for the period and follows its plan to insource operating processes.

In 2Q20, Provision for Doubtful Receivables totaled R\$ 65 million, an increase of R\$ 41 million vs. 2Q19, of which R\$ 37 million due to Covid-19 (increase in due receivables). In the semester, Provision for Doubtful Receivables was R\$ 98 million, of which R\$ 41 million reflects the Covid-19 impacts and the receivable profile overdue for more than 90 days, as presented in the Collection and Default section.

Still on PECLD, it is important to remember that since 3Q19, the Company has adopted a more objective stance in provisioning based on the history of payment behavior, by customer class (aging) in the last 60 months, structured in 4 portfolios: (i) non-installment portfolio, (ii) installment portfolio, (iii) Fraud portfolio (retroactive billing resulting from inspection actions to combat losses) and (iv) Legal portfolio (overdue debts that are now being dealt with in court).

Coelba's EBITDA in 2Q20 was R\$ 408 million, a reduction of R\$ 160 million vs. 2Q19, of which -R\$ 125 million was due to Covid-19 and -R\$ 70 million due to lower Concession Financial Assets. In 6M20, EBITDA was R\$ 1.0 billion, a reduction of R\$ 94 million vs. 6M19, of which -R\$ 129 million was due to Covid-19 and -R\$ 99 million due to lower Concession Financial Assets.

The company recorded Net Income of R\$ 174 million (-41% vs. 2Q19), impacted by Covid-19 and lower Concession Financial Assets. In the semester, Coelba recorded Net Income of R\$ 448 million (-15% vs. 6M19), also impacted by Covid-19, lower Concession Financial Assets and by postponement of JSCP (R\$ 37 million), to be captured by the end of the year, depending on the evolution of Covid-19.

2.2.2. CELPE

DRE CELPE (R\$ MM)	2Q20	2Q19	Variation		6M20	6M19	Variation	
			R\$	%			R\$	%
Net Revenue	1,432	1,367	65	5%	2,956	2,969	(13)	(0%)
Energy Costs	(1,088)	(982)	(106)	11%	(2,191)	(2,201)	10	(0%)
Concession Financial Assets (VNR)	(10)	15	(25)	(167%)	2	39	(37)	(95%)
Gross Margin	334	400	(66)	(17%)	767	807	(40)	(5%)
Operating Expenses (PMSO)	(146)	(173)	27	(16%)	(328)	(353)	25	(7%)
PECLD	(82)	(24)	(58)	242%	(127)	(47)	(80)	170%
EBITDA	106	203	(97)	(48%)	312	407	(95)	(23%)
Depreciation	(70)	(62)	(8)	13%	(137)	(125)	(12)	10%
Financial Income (Loss)	(41)	(89)	48	(54%)	(126)	(175)	49	(28%)
IR CS	1	(9)	10	(111%)	(14)	(26)	12	(46%)
NET INCOME	(4)	43	(47)	(109%)	35	81	(46)	(57%)

Celpe ended 2Q20 with Gross Margin of R\$ 334 million, a reduction of 17% compared to 2Q19, impacted by the effects of Covid-19 (market impact of -R\$ 19 million) and by Concession Financial Assets (-R\$ 25 million) due to lower IPCA in 2Q20 vs.2Q19 (-1.14p.p.), and lessened by the effects of the April 2020 Annual Tariff Reset, which is already recorded in income although the impact for the consumer was postponed to July 1. In the first half, the drop in Gross Margin - which recorded R\$ 767 million in 6M20 - was -5% vs. 6M19, also impacted by the effects of Covid-19 (-R\$ 19 million) and Concession Financial Assets (-R\$ 37 million vs. 6M19), lessened by the customer base growth and the effects of the April 2019 and April 2020 Annual Tariff Resets.

Celpe's Operating Expenses in 2Q20 were R\$ 146 million (-16% vs. 2Q19) and R\$ 328 million in 6M20 (-7% vs. 6M19). The company continues to absorb both the growth of customer base (+ 1.5% vs. 6M19) and the inflation for the period and continues its plan to insource operating processes.

In 2Q20, Provision for Doubtful Receivables totaled R\$ 82 million, an increase of R\$ 58 million vs. 2Q19, of which R\$ 48 million due to Covid-19 (increase in overdue Accounts Receivable). In the semester, Provision for Doubtful Receivables was R\$ 127 million, an increase of R\$ 80 million vs. 6M19, of which R\$ 59 million reflects Covid-19 impacts and the receivable profile overdue for more than 90 days, as presented in the Collection and Default section.

Still on PECLD, it is important to remember that since 3Q19, the Company has adopted a more objective stance in provisioning based on the history of payment behavior, by customer class (aging) in the last 60 months, structured in 4 portfolios: (i) non-installment portfolio, (ii) installment portfolio, (iii) Fraud portfolio (retroactive billing resulting from inspection actions to combat losses) and (iv) Legal portfolio (overdue debts that are now being dealt with in court).

Celpe's EBITDA in 2Q20 was R\$ 106 million, a decrease of R\$ 97 million vs. 2Q19, of which -R\$ 67 million was due to Covid-19 and -R\$ 25 million due to the lowest Concession Financial Assets. In 6M20, EBITDA was R\$ 312 million, a reduction of R\$ 95 million vs. 6M19, of which -R\$ 77 million was due to Covid-19 and -R\$ 37 million due to lower Concession Financial Assets.

The company recorded a Net Income of -R\$ 4 million in 2Q20 (-109% vs. 2Q19), impacted by Covid-19 and lower Concession Financial Assets. In the semester, Celpe presented Net Income of R \$ 35 million (-57% vs. 6M19), also impacted by Covid-19, lower Concession Financial Assets and by postponement of JSCP (R\$ 12 million), to be captured by the end of the year, depending on the evolution of Covid-19.

2.2.3. COSERN

DRE COSERN (R\$ MM)	2Q20	2Q19	Variation		6M20	6M19	Variation	
			R\$	%			R\$	%
Net Revenue	602	610	(8)	(1%)	1,222	1,290	(68)	(5%)
Energy Costs	(417)	(433)	16	(4%)	(836)	(949)	113	(12%)
Concession Financial Assets (VNR)	(6)	9	(15)	(167%)	-	24	(24)	(100%)
Gross Margin	179	186	(7)	(4%)	386	365	21	6%
Operating Expenses (PMSO)	(55)	(60)	5	(8%)	(116)	(122)	6	(5%)
PECLD	(7)	(3)	(4)	133%	(7)	(5)	(2)	40%
EBITDA	117	123	(6)	(5%)	263	238	25	11%
Depreciation	(26)	(24)	(2)	8%	(50)	(46)	(4)	9%
Financial Income (Loss)	(8)	(23)	15	(65%)	(30)	(46)	16	(35%)
IR CS	(15)	(9)	(6)	67%	(33)	(23)	(10)	43%
NET INCOME	68	67	1	1%	150	123	27	22%

Cosern ended 2Q20 with a Gross Margin of R\$ 179 million, a reduction of R\$ 7 million compared to 2Q19, impacted by the effects of Covid-19 (market impact of -R\$ 11 million) and by Concession Financial Assets (-R\$ 15 million vs. 2Q19) due to lower IPCA in 2Q20 vs. 2Q19 (-1.14p.p.), and lessened by the effects of the April 2020 Annual Tariff Reset, which is already recorded in income, although the impact for the consumer was postponed to July 1st. In the semester, Gross Margin increased 6% vs. 6M19, reaching R\$ 386 million, also impacted by the effects of Covid-19 (-R\$ 11 million) and Concession Financial Assets (-R\$ 24 million vs. 6M19), lessened by the increase in customer base and the effects of the Annual Tariff Resets of April 2019 and April 2020.

Cosern's Operating Expenses were R\$ 55 million in 2Q20 (-8% vs. 2Q19) and R\$ 116 million in 6M20 (-5% vs. 6M19). The company continues to absorb both the growth of the customer base (+ 1.8% vs. 2Q19) and the inflation in the period, and the increase in headcount due to the insourcing of operating processes.

In 2Q20, Provision for Doubtful Receivables totaled -R\$ 7 million, an increase of -R\$ 4 million vs. 2Q19, of which -R\$ 9 million due to Covid-19 (increase in overdue receivables). In the semester, Provision for Doubtful Receivables was -R\$ 7 million, of which R\$ 9 million reflects the Covid-19 impacts.

Cosern's EBITDA was R\$ 117 million in 2Q20, a decrease of R\$ 6 million vs. 2Q19, impacted by -R\$ 20 million due to Covid-19 and -R\$ 15 million due to lower Concession Financial Assets. In the semester, EBITDA was R\$ 263 million, an increase of R\$ 25 million vs. 6M19 lessened by the impact of -R\$ 20 million of Covid-19 and -R\$ 24 million of lower Concession Financial Assets.

The company recorded Net Income of R\$ 68 million in 2Q20 (+1% vs. 2Q19), impacted by Covid-19 and lower Concession Financial Assets. In the first half, Net Income was R\$ 150 million (+ 22% vs. 6M19), a growth slowed by the negative impacts of Covid-19, lower Concession Financial Assets and by postponement of JSCP (R\$ 7 million), to be captured by the end of the year, depending on the evolution of Covid-19.

2.2.4. ELEKTRO

DRE ELEKTRO (R\$ MM)	2Q20	2Q19	Variation		6M20	6M19	Variation	
			R\$	%			R\$	%
Net Revenue	1,461	1,514	(53)	(4%)	3,004	3,147	(143)	(5%)
Energy Costs	(1,091)	(1,165)	74	(6%)	(2,211)	(2,381)	170	(7%)
Concession Financial Assets (VNR)	(13)	13	(26)	(200%)	2	34	(32)	(94%)
Gross Margin	357	362	(5)	(1%)	795	800	(5)	(1%)
Operating Expenses (PMSO)	(133)	(129)	(4)	3%	(243)	(271)	28	(10%)
PECLD	(55)	(19)	(36)	189%	(85)	(35)	(50)	143%
EBITDA	169	214	(45)	(21%)	467	494	(27)	(5%)
Depreciation	(58)	(57)	(1)	2%	(115)	(113)	(2)	2%
Financial Income (Loss)	(33)	(61)	28	(46%)	(64)	(117)	53	(45%)
IR CS	(26)	(12)	(14)	117%	(97)	(74)	(23)	31%
NET INCOME	52	84	(32)	(38%)	191	190	1	1%

Elektro ended 2Q20 with Gross Margin of R\$ 357 million, a reduction of R\$ 5 million compared to 2Q19, impacted by the effects of Covid-19 (market impact of -R\$ 33 million), by Concession Financial Assets (-R\$ 26 million vs. 2Q19) due to lower IPCA in 2Q20 vs. 2Q19 (-1.14 p.p.) and by effects of Elektro's August 2019 Periodic Tariff Review. In the year, the decrease in Gross Margin - which recorded R\$ 795 million in 6M20 - was R\$ 5 million vs. 6M19, also impacted by the effects of Covid-19 (-R\$ 33 million) and Concession Financial Assets (-R\$ 32 million vs. 6M19), lessened by the effects of the Periodic Tariff Review of August 2019.

Operating Expenses totaled R\$ 133 million in 2Q20 (+3% vs. 2Q19) and R\$ 243 million (-10% vs. 6M19). In this way, the company continues to absorb both inflation and growth in customer base (+1.8% vs. 2Q19).

In 2Q20, Provision for Doubtful Receivables totaled R\$ 55 million, an increase of R\$ 36 million vs. 2Q19, of which R\$ 33 million due to Covid-19 (increase in overdue receivables). In the semester, Provision for Doubtful Receivables was R\$ 85 million, of which R\$ 38 million reflects the Covid-19 impacts and the receivable profile overdue for more than 90 days, as presented in the Collection and Default section.

Still on PECLD, it is important to remember that since 3Q19, the Company has adopted a more objective stance in provisioning based on the history of payment behavior, by customer class (aging) in the last 60 months, structured in 4 portfolios: (i) non-installment portfolio, (ii) installment portfolio, (iii) Fraud portfolio (retroactive billing resulting from inspection actions to combat losses) and (iv) Legal portfolio (overdue debts that are now being dealt with in court).

Elektro's EBITDA in 2Q20 was R\$ 169 million, a reduction of R\$ 45 million vs. 2Q19), of which -R\$ 66 million was due to Covid-19 and -R\$ 26 million due to the lower Concession Financial Assets. In 6M20, EBITDA was R \$ 467 million, a reduction of R \$ 27 million vs. 6M19, of which -R \$ 70 million was due to Covid-19 and -R \$ 32 million due to lower Concession Financial Assets.

The company recorded Net Income of R\$ 52 million (-38% vs. 2Q19), impacted by Covid-19 and lower Concession Financial Assets. In the semester, Elektro recorded Net Income of R\$ 191 million (+1% vs. 6M19) impacted by Covid-19, lower Concession Financial Assets and by postponement of JSCP (R\$ 23 million), to be captured by the end of the year, depending on the evolution of Covid-19.

2.3. Renewables

The result of the Renewables segment includes the performance of the Neoenergia Group's wind farms and hydroelectric plants.

DRE RENEWABLES (R\$ MM)	2Q20	2Q19	Variation		6M20	6M19	Variation	
			R\$	%			R\$	%
Net Revenue	249	266	(17)	(6%)	452	485	(33)	(7%)
Energy Costs	(32)	(31)	(1)	3%	(77)	(73)	(4)	5%
GROSS MARGIN	217	235	(18)	(8%)	375	412	(37)	(9%)
Operating Expenses (PMSO)	(47)	(57)	10	(18%)	(103)	(100)	(3)	3%
PECLD	-	2	(2)	(100%)	-	(1)	1	(100%)
(+) Equity Accounting	(11)	-	(11)	-	(14)	26	(40)	(154%)
EBITDA	159	180	(21)	(12%)	258	337	(79)	(23%)
Depreciation	(49)	(53)	4	(8%)	(95)	(87)	(8)	9%
Financial Income (Loss)	(33)	(50)	17	(34%)	(75)	(78)	3	(4%)
IR/CS	2	(21)	23	(110%)	(4)	(43)	39	(91%)
NET INCOME	79	56	23	41%	84	129	(45)	(35%)

DRE HYDROPLANTS (R\$ MM)	2Q20	2Q19	Variation		6M20	6M19	Variation	
			R\$	%			R\$	%
Net Revenue	164	165	(1)	(1%)	300	292	8	3%
Energy Costs	(24)	(22)	(2)	9%	(60)	(56)	(4)	7%
GROSS MARGIN	140	143	(3)	(2%)	240	236	4	2%
Operating Expenses (PMSO)	(23)	(30)	7	(23%)	(50)	(53)	3	(6%)
PECLD	-	(1)	1	(100%)	-	(1)	1	(100%)
(+) Equity Accounting	(11)	-	(11)	-	(14)	26	(40)	(154%)
EBITDA	106	112	(6)	(5%)	176	208	(32)	(15%)
Depreciation	(21)	(27)	6	(22%)	(40)	(35)	(5)	14%
Financial Income (Loss)	(16)	(26)	10	(38%)	(34)	(28)	(6)	21%
IR/CS	(16)	(17)	1	(6%)	(33)	(35)	2	(6%)
NET INCOME	53	42	11	26%	69	110	(41)	(37%)

DRE WIND FARMS (R\$ MM)	2Q20	2Q19	Variation		6M20	6M19	Variation	
			R\$	%			R\$	%
Net Revenue	85	101	(16)	(16%)	152	193	(41)	(21%)
Energy Costs	(8)	(9)	1	(11%)	(17)	(17)	-	-
GROSS MARGIN	77	92	(15)	(16%)	135	176	(41)	(23%)
Operating Expenses (PMSO)	(24)	(27)	3	(11%)	(53)	(47)	(6)	13%
PECLD	-	3	(3)	(100%)	-	-	-	-
(+) Equity Accounting	-	-	-	-	-	-	-	-
EBITDA	53	68	(15)	(22%)	82	129	(47)	(36%)
Depreciation	(28)	(26)	(2)	8%	(55)	(52)	(3)	6%
Financial Income (Loss)	(17)	(24)	7	(29%)	(41)	(50)	9	(18%)
IR/CS	18	(4)	22	(550%)	29	(8)	37	(463%)
NET INCOME	26	14	12	86%	15	19	(4)	(21%)

The Renewables segment ended 2Q20 with a Gross Margin of R\$ 217 million (-R\$ 18 million vs. 2Q19), negatively impacted by wind farms (-R\$ 15 million vs. 2Q19) due to lower wind power, resulting in 2% less generation than in 2Q19. In the semester, Gross Margin was R\$ 375 million, a decrease of R\$ 37 million vs. 6M19, also reflecting lower wind power in the period (negative impact of wind power of -R\$ 41 million), and generation 13% below 6M19.

Operating expenses in 2Q20 were R\$ 47 million (-R\$ 10 million vs. 2Q19) due to efficiencies. In 6M20, expenses amounted to R\$ 103 million (+ R \$ 3 million vs. 6M19), due to an extraordinary tax-related legal contingency in wind farms (R\$ 5 million), mitigated by efficiencies in hydroelectric plants.

It should be added that there was a negative impact of R\$ 11 million in equity accounting in 2Q20 vs. 2Q19, explained by the smaller contribution of Belo Monte, due to the transmission restriction, which has caused the ACL energy to be settled to the Northern PLD. In 6M20, variation of R\$ 40 million vs. 6M19 is also due to lower contribution from Belo Monte since, in addition to the effects highlighted in the quarter, it is worth mentioning the recording of R\$ 17 million in 1Q19 regarding the difference in deferred taxes in Belo Monte.

EBITDA for the Renewables segment ended 2Q20 at R\$ 159 million (-12% vs.2Q19) and at R\$ 258 million in 6M20 (-23% vs. 6M19). Net income for the quarter of the segment was R\$ 79 million (+41% vs. 2Q19) and 6M20 at R\$ 84 million (-35% vs. 6M19).

2.4. Liberalized

DRE LIBERALIZED (R\$ MM)	2Q20	2Q19	Variation		6M20	6M19	Variation	
			R\$	%			R\$	%
Net Revenue	519	630	(111)	(18%)	1,074	1,247	(173)	(14%)
Energy Costs	(412)	(544)	132	(24%)	(831)	(1,096)	265	(24%)
Gross Margin	107	86	21	24%	243	151	92	61%
Operating Expenses (PMSO)	(37)	(31)	(6)	19%	(81)	(56)	(25)	45%
EBITDA	70	55	15	27%	162	95	67	71%
Depreciation	(18)	(13)	(5)	38%	(31)	(25)	(6)	24%
Financial Income (Loss)	(12)	(28)	16	(57%)	(41)	(47)	6	(13%)
IR CS	3	14	(11)	(79%)	(8)	18	(26)	(144%)
NET INCOME	43	28	15	54%	82	41	41	100%

DRE TERMO PERNAMBUCO (R\$ MM)	2Q20	2Q19	Variation		6M20	6M19	Variation	
			R\$	%			R\$	%
Net Revenue	269	246	23	9%	542	463	79	17%
Energy Costs	(130)	(120)	(10)	8%	(294)	(248)	(46)	19%
Gross Margin	139	126	13	10%	248	215	33	15%
Operating Expenses (PMSO)	(26)	(26)	0	0%	(60)	(45)	(15)	33%
Equity Accounting	21	21	0	0%	29	25	4	16%
EBITDA	134	121	13	11%	217	195	22	11%
Depreciation	(8)	(8)	0	0%	(16)	(16)	0	0%
Financial Income	(12)	(29)	17	(59%)	(38)	(47)	9	(19%)
IR CS	(13)	(2)	(11)	550%	(19)	(7)	(12)	171%
NET INCOME	101	82	19	23%	144	125	19	15%

DRE NC (R\$ MM)	2Q20	2Q19	Variation		6M20	6M19	Variation	
			R\$	%			R\$	%
Net Revenue	249	383	(134)	(35%)	532	784	(252)	(32%)
Energy Costs	(282)	(423)	141	(33%)	(537)	(848)	311	(37%)
Gross Margin	(33)	(40)	7	(18%)	(5)	(64)	59	(92%)
Operating Expenses (PMSO)	(11)	(5)	(6)	120%	(21)	(10)	(11)	110%
EBITDA	(44)	(45)	1	(2%)	(26)	(74)	48	(65%)
Depreciation	(3)	(1)	(2)	200%	(3)	(1)	(2)	200%
Financial Income (Loss)	1	1	0	0%	(3)	0	(3)	0%
IR CS	16	16	0	0%	11	25	(14)	(56%)
NET INCOME	(30)	(29)	(1)	3%	(21)	(50)	29	(58%)

NOTE: In the Income Statement of Termopernambuco, the result of Itapebi in equity accounting is contemplated. In the consolidated Income Statement of Liberalized (managerial), Itapebi portion is not included, since it is included in the Renewables managerial Income Statement, where it is 100% consolidated.

The Liberalized segment consolidated Gross Margin of R\$ 107 million in 2Q20, an increase of R\$ 21 million vs. 2Q19, influenced by the result of Termopernambuco (+R\$ 13 million vs. 2Q19 due to tariff resets) and by the new commercial positioning of NC, mitigated by the effects of Covid-19 (-R\$ 14 million at commercialization due to the reduction in customer consumption in the free market and the renegotiation of final customer agreements to change billing). In the semester, the segment's Gross Margin was R\$ 243 million (+ R\$ 92 million vs. 6M19), impacted by + R\$ 33 million by Termopernambuco (by tariff readjustment and +57 GWh generated in 6M20 vs. 6M19), mitigated by the effects of Covid-19 in NC.

Operating expenses for the segment in 2Q20 were R\$ 37 million (+R\$ 6 million vs. 2Q19). In 6M20, expenses totaled R\$ 81 million (+R\$ 25 million vs. 6M19), due to higher generation in Termopernambuco in the semester.

Liberalized EBITDA reached R\$ 70 million in 2Q20 (+R\$ 15 million vs. 2Q19), impacted by the effects of the Termopernambuco tariff reset and the new commercial positioning of the Neoenergia Comercializadora – NC (Energy Trade Company), mitigated by the effects of Covid-19. In 6M20, the segment's EBITDA was R\$ 162 million (+R\$ 67 million vs. 6M19), due to the Termopernambuco tariff reset and the greater generation of the plant vs. 6M19, absorbing the effect of Covid-19 in the NC.

The segment recorded Net Income of R\$ 43 million in 2Q20 (+R\$ 15 million vs. 2Q19) and R\$ 82 million in 6M20 (+R\$ 41 million vs. 6M19).

3. EBITDA

3.1. EBITDA Reconciliation

In compliance with CVM Instruction nº 527, in the table below we show the reconciliation of EBITDA (acronym for Profit Before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization) and, we add that the calculations displayed are in line with the criteria of that same instruction:

EBITDA (R\$ MM)	2Q20	2Q19	Variation		6M20	6M19	Variation	
			R\$	%			R\$	%
Net Income for the period (A)	423	519	(96)	(18%)	999	1,011	(12)	(1%)
Income assigned to minority shareholding	(12)	(21)	9	(43%)	(34)	(39)	5	(13%)
Financial Expenses (B)	(312)	(485)	173	(36%)	(773)	(888)	115	(13%)
Financial Revenue (C)	120	139	(19)	(14%)	253	262	(9)	(3%)
Other Net Financial Income (D)	23	(25)	48	(192%)	37	(37)	74	(200%)
Income Tax and Social Contribution (E)	(102)	(78)	(24)	31%	(335)	(268)	(67)	25%
Depreciation and Amortization (F)	(400)	(373)	(27)	7%	(780)	(718)	(62)	9%
EBITDA = (A-(B+C+D+E+F))	1,106	1,362	(256)	(19%)	2,631	2,699	(68)	(3%)

4. FINANCIAL INCOME

NET FINANCIAL INCOME (R\$ MM)	2Q20	2Q19	Variation		6M20	6M19	Variation	
			R\$	%			R\$	%
Revenue from financial investments	38	47	(9)	(19%)	77	94	(17)	(18%)
Charges, monetary and exchange variations and debt derivative financial instruments	(172)	(376)	204	(54%)	(501)	(684)	183	(27%)
Other financial income not related to debt	(35)	(42)	7	(17%)	(59)	(73)	14	(19%)
Interest, commissions and arrears interest	97	52	45	87%	155	104	51	49%
Monetary and exchange variations - other	(22)	(12)	(10)	83%	(33)	(16)	(17)	106%
Adjustment to provisions for contingencies/ judicial deposits	(39)	(21)	(18)	86%	(85)	(53)	(32)	60%
Adjustment to sector financial assets / liabilities	(1)	14	(15)	(107%)	3	22	(19)	(86%)
Post-employment liabilities	(14)	(21)	7	(33%)	(30)	(41)	11	(27%)
Other net financial revenues (expenses)	(56)	(54)	(2)	4%	(69)	(89)	20	(22%)
Total	(169)	(371)	202	(54%)	(483)	(663)	180	(27%)

Neoenergia's Net Financial Income was -R\$ 169 million in 2Q20 (+R\$ 202 million vs. 2Q19) and -R\$ 483 million in 6M20 (+R\$ 180 million vs. 6M19). The variations both in the quarter and in the semester are explained by the drop of financial indexes in the period, resulting in lower yields from financial investments and debt service of the Company, which has 59% of its debt indexed to the CDI (-0.81p. vs. 2Q19), and 27% indexed to the IPCA (-1.14 pp vs. 2Q19).

In the table below we present the main indexers:

Indexes	2Q20	2Q19	Δ (p.p.)	%
CDI	0.73%	1.54%	-0.81	-52.60%
TJLP	4.94%	6.26%	-1.32	-21.09%
Δ USD ¹	0.2773	-0.0645	0.34	-529.92%
IPCA	-0.43%	0.71%	1.14	-160.56%

Note 1: exchange variation between the closing of March 31 to June 30.

5. INVESTMENTS

Neoenergia made investment of R\$ 1.4 billion in 2Q20 and R\$ 2.3 billion in 6M20 in the companies that it consolidates, as shown in the managerial view below:

CAPEX Neoenergia (R\$ million)	2Q20	2Q19	Δ %	6M20	6M19	Δ %
Networks	1,168	875	34%	2,073	1,685	23%
Distributors	796	675	18%	1,466	1,422	3%
Transmission	372	200	86%	607	263	131%
Renewables	165	22	655%	205	49	317%
Liberalized	34	21	61%	54	62	(12%)
Holding	0.2	0.4	(50%)	0.5	0.5	-
TOTAL	1,368	918	49%	2,332	1,797	30%

5.1. Subsidiary and Affiliated companies

Investments made by jointly owned subsidiaries or affiliated companies correspond to R\$ 8 million in 2Q20 and R\$ 27 million in 6M20.

Subsidiary and Affiliated*	2Q20	2Q19	Δ %	6M20	6M19	Δ %
EAPSA	0	0	-	0.4	0.1	300%
Teles Pires	1	1	-	1.0	0.8	25%
Belo Monte	7	9	(17%)	25	39	(35%)
Total	8	10	(20%)	27	40	(33%)

* Companies not consolidated by Neoenergia. Amounts equivalent to Neoenergia share percentage in the companies

5.2. Networks

5.2.1. Distribution

In 6M20, the Group's distributors had CAPEX in the amount of R\$ 1,466 million, of which R\$ 876 million were allocated to Network Expansion (net of subsidies), R\$ 238 million were allocated to Asset Renewal, R\$ 138 million were used for Network Improvement, and R\$ 214 million were allocated to projects to fight losses, default and other.

INVESTMENTS MADE	   				CONSOLIDATED		
	2Q20	2Q20	2Q20	2Q20	2Q20	6M20	
Type of Investment (Current Price - amounts in R\$ MM)							
Network expansion	(290)	(86)	(43)	(82)	(501)	(925)	60%
Program Luz para Todos	(118)	-	-	-	(118)	(236)	
New Connections	(101)	(55)	(20)	(42)	(218)	(433)	
New SE's and RD's	(71)	(31)	(22)	(41)	(166)	(255)	
ECV Commitment	-	(0)	-	-	(0)	(0)	
Assets renewal	(43)	(30)	(16)	(39)	(127)	(238)	16%
Network improvement	(24)	(23)	(8)	(19)	(73)	(138)	9%
Losses and Default	(28)	(23)	(5)	(7)	(64)	(109)	7%
Other	(24)	(15)	(11)	(10)	(60)	(105)	7%
Material Movement (Inventory x Works)	(59)	(27)	(13)	(24)	(122)	(233)	
(=) Gross Investment	(468)	(203)	(94)	(181)	(947)	(1,747)	
SUBSIDIES	18	2	0	9	29	48	
(=) Net Investment	(449)	(202)	(94)	(173)	(918)	(1,699)	
Material Movement (Inventory x Works)	59	27	13	24	122	233	
(=) CAPEX	(391)	(175)	(82)	(149)	(796)	(1,466)	100%
BAR	(24)	(15)	(11)	(10)	(60)	(105)	7%
BRR	(367)	(160)	(71)	(139)	(736)	(1,361)	93%

5.2.2. Transmission

In 6M20, total CAPEX invested in the transmission companies was R\$ 607 million.

As regards the April 2017 auction lots, 100% of the expected CAPEX is contracted. Highlight for the entry into operation of lots 20 and 27, with start of receipt of RAP (Annual Permitted Revenue). For the lots purchased in December 2017, 100% of the expected CAPEX is already contracted, contractors are mobilized and delivers are according to the construction project schedule. The lots sold at the December 2018 Auction have 100% of the main

equipment, cables and towers already contracted and the project progresses according to plan. Finally, the lot auctioned at the December 2019 auction has 97% of expected CAPEX contracted.

5.3. Renewables

5.3.1. Wind Farms

Actual CAPEX of the Group's wind farms amounted to R\$ 171 million in 6M20, used for the construction project of the Chafariz Complex, which already have 100% of estimated CAPEX contracted, with currency hedge and agreements for connection with transmission companies already signed.

The wind farms of the Oitis Complex are in the licensing and elaboration phase of executive projects.

5.3.2. Hydroelectric Plants

Investments in hydroelectric plants of R\$ 34 million in 6M20, essentially sustaining CAPEX, were R\$ 16 million smaller than those made in 6M19, mainly due to the construction of Baixo Iguaçu in 2019.

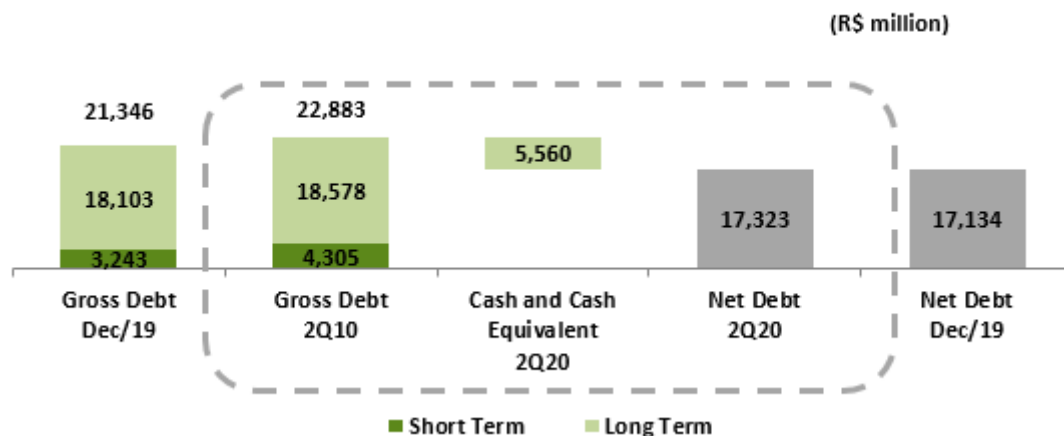
5.4. Liberalized

Termopernambuco made investments in the amount of R\$ 34 million in 2Q20, 61% in excess of those made in 2Q19 due to the closing of the side of the engine building. In 6M20, the plant recorded R\$ 54.3 million in investments (-12.6% vs. 6M19), due to the fact that expenses with the main scheduled shutdown of 2019 were concentrated in the first half.

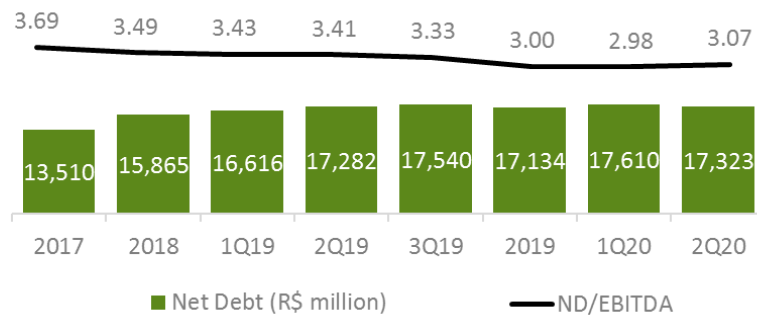
6. INDEBTEDNESS

6.1. Debt and Financial Leverage situation

In June 2020, Neoenergia's consolidated gross debt, including loans, financing, debentures and financial instruments, reached R\$ 22,883 million (net debt R\$ 17,323 million), showing an increase of 7% (R\$ 1,537 million) compared to December 2019. Regarding the segregation of the outstanding balance, Neoenergia has 81% of the debt recorded in the long term and 19% in the short term.

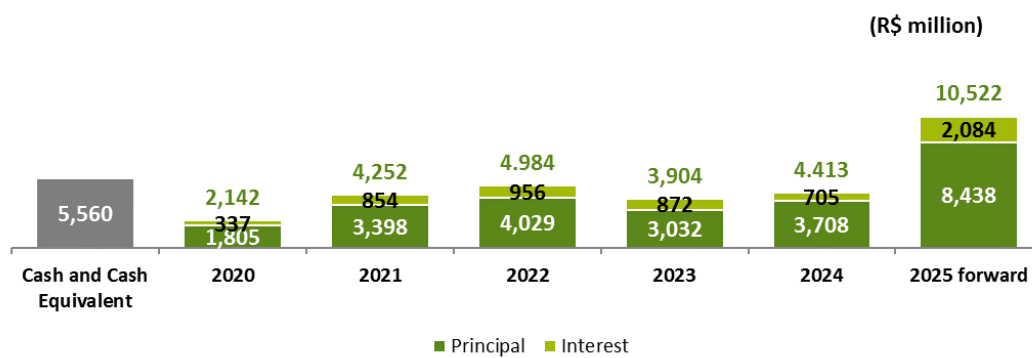


The financial indicator of the Total Net Debt /EBITDA increased from 3.00 on December 31, 2019 to 3.07 On June 30, 2020.



6.2 Debt amortization schedule

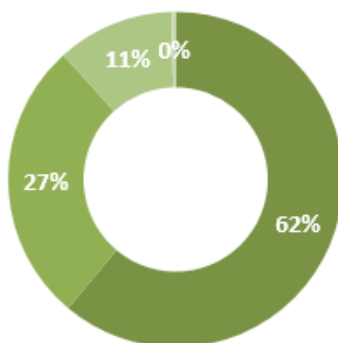
The chart below shows the schedule of maturities of the debt principal and interest (in millions of reais), using the forward market curves for the indexes and currencies associated with the Company's indebtedness in effect on June 30, 2020.



6.3. Debt profile

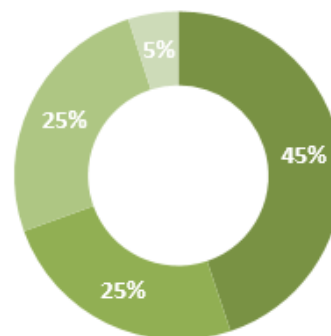
The charts below show the balance of the debts segregated by funding source and index. The average 12-month cost of the consolidated debt in 2Q20 was 5.3% (vs. 6.4% in December 2019).

DEBT PER INDEX



■ CDI e SELIC ■ IPCA
■ TJLP ■ PRÉ

DEBT PER FUNDING



■ Capital Market
■ International Commercial Banks
■ National Development Banks
■ International Development Banks

For the second quarter 2020, we point out debt contracting lines as follows:

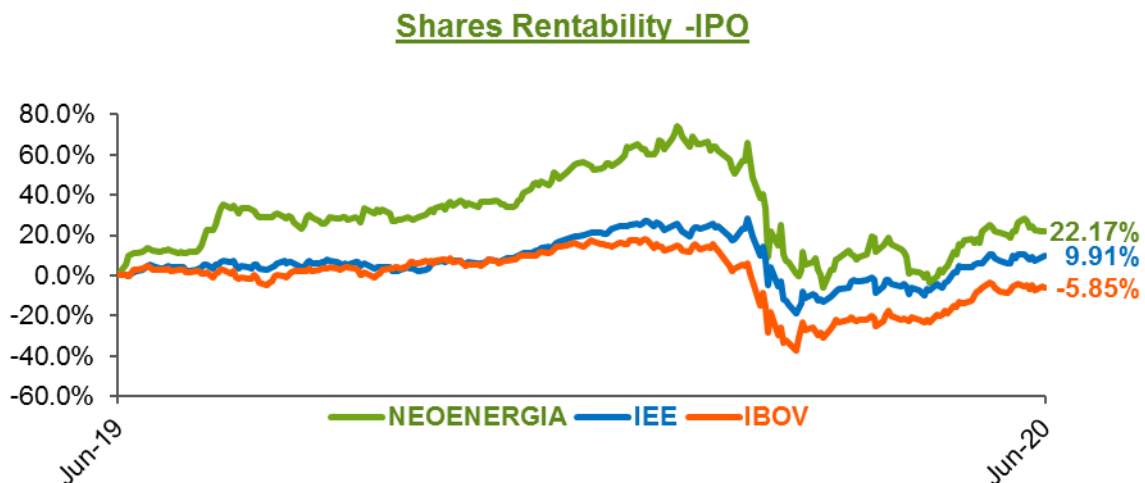
- (i) Grant from BNDES for the Chafariz Complex in the total amount of R\$ 365 million, constant principal and interest amortization from 2023 and 24-year term;
- (ii) BNDES financing for Lot 4, Auction Dec/17 (Neoenergia Jalapão Transmissão de Energia S.A.), in the amount of R\$ 274 million, constant amortization from 2023 and a 24-year term;
- (iii) 8th Issue of Elektro debentures, in one single series, in the amount of R\$ 260 million, half yearly interest payment, bullet amortization and 2-year term;
- (iv) Funding of Celpe with Crédit Agricole, in the amount of R\$ 100 million, principal and interest bullet amortization, with one-year term;
- (v) Funding of Coelba with MUFG, in the amount of R\$ 200 million, bullet amortization of principal and interest, with one-year term;
- (vi) Grant from BNB for Chafariz Complex, in the total amount of R\$ 30 million, constant principal and interest amortization and 24-year term.

7. RATING

On April 6, 2020, the rating agency Standard & Poor's - S&P confirmed the corporate credit ratings of Neoenergia and its subsidiaries, Coelba, Celpe, Cosern and Elektro Redes on 'BB-' on the Global Scale and 'brAAA' on the Brazil National Scale. It is worth mentioning that due to the Covid-19 pandemic the agency changed the perspective of the sovereign rating from positive to stable, which also caused the global perspective of Neoenergia and its subsidiaries to be changed to stable.

8. CAPITAL MARKET

As of June 30, 2020, the Company's market capitalization was R\$ 23.2 billion, with shares (NEOE3) quoted at R\$ 19.12, representing an appreciation of 22.17% since the IPO that took place on July 1, 2019. This performance was better than Ibovespa (5.85%) and IEE (-9.91%) in the same period.



See below a table with the share quotation amounts and the daily average volume of shares traded on B3.

Capital Market	IPO	2T20
Number of shares (thousand)	1,213,797,248	1,213,797,248
Share value	15.65	19.12
Market Cap ¹ (R\$ million)	18,996	23,208

¹market Cap = number of shares * share value

9. OTHER MATTERS

9.1. Adherence to *Conta-Covid*

On July 3, the Group's four distributors (Coelba, Elektro, Celpe and Cosern) joined the Conta-Covid financial operation, under the terms of REN ANEEL No. 885/2020, in the amounts listed below, which are fully backed by constituted tariff assets (CVA and other financial). These funds will be fully received in 3Q20.

COELBA	R\$ 499.6 million
CELPE	R\$ 454.7 million
COSERN	R\$ 95.5 million
ELEKTRO	R\$ 614.3 million
NEOENERGIA	R\$ 1,664.1 million

9.2. Tariffs



Consumer Group	abr/20	abr/20	abr/20	ago/19
HV - High Voltage (>2,3kV)	5.38%	5.93%	4.72%	-2.89%
LV - Low Voltage (<2,3kV)	4.85%	4.88%	2.92%	-11.17%
Average Tariff effect AT+BT	5.00%	5.16%	3.40%	-8.32%
Start of validity	04/22/2020	04/29/2020	04/22/2020	08/27/19
Review process	Annual Reset	Annual Reset	Annual Reset	RTP
Next Tariff review	Apr 23	Apr 21	Apr 23	Aug 23

In April 2020, considering the current moment of crisis due to the COVID-19 pandemic, the Company proposed to defer the beginning of the application of the Coelba, Celpe and Cosern adjustments to July 1, 2020, having, on the other hand, the deferral of the payment of the monthly installments of the Energy Development Account - CDE for the next three months in equivalent financial amounts, which will be paid in five installments between the months of August and December 2020. As to the deferral of the adjustment, ANEEL recognized the right relating to an additional tariff revenue in the period, due to the suspension of the application of the new tariffs approved until June 30, 2020, which will be offset in the Company's 2021 tariff reset.

9.3. Low-Income Customers

ANEEL Resolution nº 414/2010 defines the concept of low-income consumers as differentiated electricity consumption rates, subsidized by a benefit created by the Federal Government, and regulated by Law No. 12,212 and Decree No. 7,583.

N° of residential Consumers (thousand)	2Q20					2Q19				
	Consolidated	COELBA	CELPE	COSERN	ELEKTRO	Consolidated	COELBA	CELPE	COSERN	ELEKTRO
Conventional	9,472	3,985	2,376	948	2,164	9,533	4,016	2,417	978	2,122
Low Income	2,975	1,441	998	338	198	2,669	1,301	884	298	185
Total	12,448	5,426	3,374	1,286	2,362	12,202	5,317	3,302	1,276	2,307

10. RECONCILIATION NOTE

Neoenergia S.A. presents the results for the second quarter (2Q20) and six months (6M20) based on management analyzes intended to better translate the company's business, reconciled with the International Financial Reporting Standards - IFRS.

Calculation Memory (CONSOLIDATED)	Current Year		Previous Year		Corresponding Explanatory Notes
	Quarter	Year-to-date	Quarter	Year-to-date	
(+) Net Revenue	6,602	13,522	6,726	13,830	Statement of Income
(-) Estimated Concession Assets	57	(14)	(79)	(206)	Note 5
(-) Other Revenues	(69)	(155)	(74)	(142)	Note 5
(+) Other revenues - Other revenues	(10)	5	0	5	Note 5,4
= Net Operating REVENUE	6,580	13,358	6,573	13,487	
(+) Electric energy costs	(3,076)	(6,367)	(3,378)	(7,265)	Statement of Income
(+) Fuel for energy production	(85)	(223)	(88)	(166)	Note 7
(+) Construction Costs	(1,325)	(2,355)	(981)	(1,908)	Statement of Income
= Energy Costs	(4,486)	(8,945)	(4,447)	(9,339)	
(+) Estimated Concession Financial Assets	(57)	14	79	206	Note 5
= GROSS MARGIN	2,037	4,427	2,205	4,354	
(+) Operating costs	(829)	(1,764)	(842)	(1,674)	Statement of Income
(+) Sales expenses	(69)	(138)	(66)	(134)	Statement of Income
(+) Other general and administrative expenses	(335)	(633)	(357)	(670)	Statement of Income
(-) Fuel for energy production	85	223	88	166	Note 7
(-) Depreciation	358	697	331	633	Note 7
(+) Other revenues	69	155	74	142	Note 5
(-) Other revenues - Other revenues	10	(5)	0	(5)	Note 5,4
= Operating Expenses (PMSO)	(711)	(1,465)	(772)	(1,542)	
(+) PECLD	(209)	(317)	(71)	(139)	Statement of Income
(+) Equity Accounting	(11)	(14)	0	26	Statement of Income
EBITDA	1,106	2,631	1,362	2,699	
(+) Depreciation and amortization	(400)	(780)	(373)	(718)	Statement of Income and Note 7
(+) Financial Income (Loss)	(169)	(483)	(371)	(663)	Statement of Income
(+) IR/CS	(102)	(335)	(78)	(268)	Statement of Income
(+) Minority	(12)	(34)	(21)	(39)	Statement of Income
NET INCOME	423	999	519	1,011	Statement of Income

ANNEX I – Transmission Assets under Implementation

The table below shows a list of the Neoenergia Group transmission lines under implementation (base date 06/30/2020):

Under implementation	State	Neoenergia Share	Start of operation (ANEEL Term)	End of Concession
Neoenergia Dourados Transmissão de Energia S.A. (Total Extension 578 Km)				
Transmission Lines				
LT 230 KV Rio Brilhante – Campo Grande 2 LT 230 KV Campo Grande 2 – Imbirussu LT 230 KV Rio Brilhante Dourados 2 LT 230 KV Dourados 2 - Dourados LT 230 KV Nova Porto Primavera – Rio Brilhante LT 230 KV Nova Porto Primavera – Ivinhema 2	MS MS / SP	100%	11/08/2022	11/08/2047
Basic Grid Substations				
SE Dourados 02	MS	100%	11/08/2022	11/08/2047
Neoenergia Jalapão Transmissão de Energia S.A. (Total Extension 729 Km)				
Transmission Lines				
LT 500 KV Miracema – Gilbués II LT 500 KV Gilbués II – Barreiras II	TO / PI PI / BA	100%	09/03/2023	09/03/2048
Neoenergia Santa Luzia Transmissão de Energia S.A. (Total Extension 345 Km)				
Transmission Lines				
LT 500 KV Santa Luzia II – Campina Grande III LT 500 KV Santa Luzia II – Milagres II	PB PB / CE	100%	09/03/2023	09/03/2048
Basic Grid Substations				
SE Santa Luzia II	PB	100%	09/03/2023	09/03/2048
Neoenergia Vale do Itajaí Transmissão de Energia S.A. (Total Extension 673 Km) (*)				
Linhas de Transmissão				
LT 525 kV Areia - Joinville Sul - C1 LT 525 kV Joinville Sul - Itajaí 2 - C1 LT 525 kV Itajaí 2 - Biguaçu - C1 LT 230 kV Itajaí - Itajaí 2 - CS - C1 and C2 LT 230 kV Rio do Sul - Indaial - CD - C1 and C2 LT 230 kV Indaial - Gaspar 2 - CD - C1 and C2	PR / SC SC	100%	22/03/2024	22/03/2049
Basic Grid Substations				
SE 525/230/138 kV Joinville Sul SE 525/230/138 kV Itajaí 2 SE 230/138 kV Jaraguá do Sul SE 230/138 kV Indaial	SC	100%	22/03/2024	22/03/2049
Neoenergia Guanabara Transmissão de Energia S.A. (Total Extension 328 Km in Double Circuit)				
Transmission Lines				
LT 500 kV Terminal Rio - Lagos, CD, C1 and C2 LT 500 kV Lagos - Campos 2, CD, C1 and C2	RJ	100%	22/03/2024	22/03/2049
Basic Grid Substations				
SE 500 kV Campos 2	RJ	100%	22/03/2024	22/03/2049
Neoenergia Itabapoana Transmissão de Energia S.A. (Total Extension 239 Km in Double circuit)				
Transmission Lines				
LT 500 kV Campos 2 - Mutum, CD, C1 and C2	RJ/ES /MG	100%	22/03/2024	22/03/2049
Neoenergia Lagoa dos Patos Transmissão de Energia S.A. (Total Extension 769 Km)				
Transmission Lines				
LT 525 kV Capivari do Sul. Siderópolis 2, C1 LT 525 kV Povo Novo - Guaíba 3, C3 LT 230 kV Livramento 3 - Santa Maria 3, C2 LT 230 kV Siderópolis 2 - Forquilha, C2	RS / SC RS SC	100%	22/03/2024	22/03/2049
Basic Grid Substations				
SE 525 kV Marmeleiro - Synchronous Compensation SE 230 kV Livramento 3 - Synchronous Compensation	RS	100%	22/03/2024	22/03/2049

ANNEX II – Wind Assets under Construction

The table below shows a list of the Neoenergia Group wind farms under construction (base date 06/30/2020):

Wind Farms under Construction	Neoenergia Shareholding (Direta e Indireta)	State	Location	Installed Capacity (MW)	Assured Energy (MW)	End of Concession
CANOAS 2	100%	PB	São José do Sabugi and Santa Luzia	34.65	16.3	25/06/2053
CANOAS 4	100%	PB	São José do Sabugi	34.65	16.5	25/06/2053
CHAFARIZ 1	100%	PB	Santa Luzia	34.65	18.2	20/06/2053
CHAFARIZ 2	100%	PB	Santa Luzia	34.65	17.4	20/06/2053
CHAFARIZ 3	100%	PB	Santa Luzia	34.65	18.2	20/06/2053
CHAFARIZ 6	100%	PB	Santa Luzia	31.19	15.2	20/06/2053
CHAFARIZ 7	100%	PB	Santa Luzia	34.65	18.3	20/06/2053
LAGOA 3	100%	PB	São José do Sabugi	34.65	17.2	25/06/2053
LAGOA 4	100%	PB	São José do Sabugi and Santa Luzia	20.79	10.2	25/06/2053
CANOAS 3	100%	PB	São José do Sabugi and Santa Luzia	34.65	16.8	04/02/2054
CHAFARIZ 4	100%	PB	Santa Luzia and Areia de Baraúnas	34.65	17.8	04/02/2054
CHAFARIZ 5	100%	PB	Santa Luzia	34.65	16.6	04/02/2054
VENTOS DE ARAPUÁ 1	100%	PB	Areia de Baraúnas	24.26	11.6	04/02/2054
VENTOS DE ARAPUÁ 2	100%	PB	Areia de Baraúnas, São Mamede and Santa Luzia	34.65	17.2	04/02/2054
VENTOS DE ARAPUÁ 3	100%	PB	Areia de Baraúnas and São Mamede	13.86	5.8	04/02/2054
OITIS 1	100%	PI	Dom Inocêncio	49.50	19.8	28/11/2054
OITIS 8	100%	PI	Dom Inocêncio	49.50	19.4	28/11/2054
OITIS ACL (10 parques)	100%	PI/BA	Dom Inocêncio and Casa Nova	467.50	267	23/12/2054

ANNEX III – Managerial Tables by Segment

DRE (R\$ MM)	CONSOLIDATED							
	1Q20	1Q19	Variation		6M20	6M19	Variation	
			R\$	%			R\$	%
GROSS MARGIN	2,037	2,205	(168)	-8%	4,427	4,354	73	2%
(-) Operating Expenses (PMSO)	(711)	(772)	61	-8%	(1,465)	(1,542)	77	-5%
(-) PECLD	(209)	(71)	(138)	194%	(317)	(139)	(178)	128%
(+) Equity Accounting/Assets Sales	(11)	-	-	-	(14)	26	(40)	-154%
EBITDA	1,106	1,362	(256)	-19%	2,631	2,699	(68)	-3%
Depreciation	(400)	(373)	(27)	7%	(780)	(718)	(62)	9%
Financial Income (Loss)	(169)	(371)	202	-54%	(483)	(663)	180	-27%
IR/CS	(102)	(78)	(24)	31%	(335)	(268)	(67)	25%
Removals (Minority Shareholdings)	(12)	(21)	9	-43%	(34)	(39)	5	-13%
NET INCOME	423	519	(96)	-18%	999	1,011	(12)	-1%

DRE (R\$ MM)	NETWORKS								RENEWABLES							
	1Q20	1Q19	Variation		6M20	6M19	Variation		1Q20	1Q19	Variation		6M20	6M19	Variation	
			R\$	%			R\$	%			R\$	%			R\$	%
GROSS MARGIN	1,719	1,891	(172)	-9%	3,819	3,801	18	0%	217	235	(18)	-8%	375	412	(37)	-9%
(-) Operating Expenses (PMSO)	(575)	(642)	67	-10%	(1,206)	(1,309)	103	-8%	(47)	(57)	10	-18%	(103)	(100)	(3)	3%
(-) PECLD	(209)	(70)	(139)	199%	(317)	(133)	(184)	138%	-	2	(2)	-100%	-	(1)	1	-100%
(+) Equity Accounting/Assets Sales			-	-			-	-	(11)	-	(11)	-	(14)	26	(40)	-154%
EBITDA	935	1,179	(244)	-21%	2,296	2,359	(63)	-3%	159	180	(21)	-12%	258	337	(79)	-23%
Depreciation	(290)	(265)	(25)	9%	(570)	(519)	(51)	10%	(49)	(53)	4	-8%	(95)	(87)	(8)	9%
Financial Income (Loss)	(150)	(298)	148	-50%	(409)	(579)	170	-29%	(33)	(50)	17	-34%	(75)	(78)	3	-4%
IR/CS	(111)	(75)	(36)	48%	(321)	(242)	(79)	33%	2	(21)	23	-110%	(4)	(43)	39	-91%
Removals (Minority shareholdings)			-	-			-	-			-	-			-	-
NET INCOME	384	541	(157)	-29%	996	1,019	(23)	-2%	79	56	23	41%	84	129	(45)	-35%

DRE (R\$ MM)	LIBERALIZED								OTHER							
	1Q20	1Q19	Variation		6M20	6M19	Variation		1Q20	1Q19	Variation		6M20	6M19	Variation	
			R\$	%			R\$	%			R\$	%			R\$	%
GROSS MARGIN	107	86	21	24%	243	151	92	61%	(6)	(7)	1	-14%	(10)	(10)	-	0%
(-) Operating Expenses (PMSO)	(37)	(31)	(6)	19%	(81)	(56)	(25)	45%	(52)	(42)	(10)	24%	(75)	(77)	2	-3%
(-) PECLD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(3)	3	-100%	-	(5)	5	-100%
(+) Equity Accounting/Assets Sales			-	-			-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EBITDA	70	55	15	27%	162	95	67	71%	(58)	(52)	(6)	12%	(85)	(92)	7	-8%
Depreciation	(18)	(13)	(5)	38%	(31)	(25)	(6)	24%	(43)	(42)	(1)	2%	(84)	(87)	3	-3%
Financial Income (Loss)	(12)	(28)	16	-57%	(41)	(47)	6	-13%	26	5	21	420%	42	41	1	2%
IR/CS	3	14	(11)	-79%	(8)	18	(26)	-144%	4	4	-	0%	(2)	(1)	(1)	100%
Removals (Minority Shareholdings)			-	-			-	-	(12)	(21)	9	-43%	(34)	(39)	5	-13%
NET INCOME	43	28	15	54%	82	41	41	100%	(83)	(106)	23	-22%	(163)	(178)	15	-8%



DISCLAIMER

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

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

All relevant information regarding the period and used by 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 Neoenergia Group Investor Relations website (ri.neoenergia.com).