

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 <sup>(1)</sup> /EBITDA <sup>(2)</sup>	3,07	3,00	0,1
EBITDA/Resultado Financeiro <sup>(2)</sup>	4,87	4,27	0,6
Rating Corporativo (S&P)	AAA	AAA	



<sup>(1)</sup> Dívida líquida de disponibilidades, aplicações financeiras e títulos e valores mobiliários

<sup>(2)</sup> 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.websiteseguro.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
<b>Total</b>	<b>14.141</b>	<b>6.155</b>	<b>3.782</b>	<b>1.470</b>	<b>2.734</b>	<b>13.922</b>	<b>6.047</b>	<b>3.726</b>	<b>1.464</b>	<b>2.685</b>	<b>219</b>	<b>108</b>	<b>56</b>	<b>6</b>	<b>49</b>

##### 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	%									
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%)
<b>Energia Distribuída - Mercado Cativo Total</b>	<b>3.811</b>	<b>4.202</b>	<b>(9,3%)</b>	<b>2.549</b>	<b>2.813</b>	<b>(9,4%)</b>	<b>1.084</b>	<b>1.128</b>	<b>(3,9%)</b>	<b>2.519</b>	<b>2.692</b>	<b>(6,4%)</b>	<b>9.963</b>	<b>10.835</b>	<b>(8,0%)</b>
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%)
<b>TOTAL (Cativo+Livre)</b>	<b>4.736</b>	<b>5.217</b>	<b>(9,2%)</b>	<b>3.294</b>	<b>3.582</b>	<b>(8,0%)</b>	<b>1.312</b>	<b>1.393</b>	<b>(5,8%)</b>	<b>3.996</b>	<b>4.350</b>	<b>(8,1%)</b>	<b>13.338</b>	<b>14.542</b>	<b>(8,3%)</b>

	COELBA			CELPE			COSERN			ELEKTRO			CONSOLIDADO		
	6M20	6M19	%	6M20	6M19	%	6M20	6M19	%	6M20	6M19	%	6M20	6M19	%
<b>Energia Distribuída - Mercado Cativo (GWh)</b>															
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%)
<b>Energia Distribuída - Mercado Cativo Total</b>	<b>7.958</b>	<b>8.564</b>	<b>(7,1%)</b>	<b>5.297</b>	<b>5.634</b>	<b>(6,0%)</b>	<b>2.287</b>	<b>2.329</b>	<b>(1,8%)</b>	<b>5.352</b>	<b>5.634</b>	<b>(5,0%)</b>	<b>20.894</b>	<b>22.159</b>	<b>(5,7%)</b>
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%
<b>TOTAL (Cativo+Livre)</b>	<b>9.972</b>	<b>10.548</b>	<b>(5,5%)</b>	<b>6.922</b>	<b>7.146</b>	<b>(3,1%)</b>	<b>2.790</b>	<b>2.862</b>	<b>(2,5%)</b>	<b>8.480</b>	<b>8.853</b>	<b>(4,2%)</b>	<b>28.164</b>	<b>29.407</b>	<b>(4,2%)</b>

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	%
<b>CONSOLIDADO</b>								
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	%
<b>COELBA</b>								
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.	-
<b>CELPE</b>								
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.	-
<b>COSERN</b>								
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.	-
<b>ELEKTRO</b>								
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).

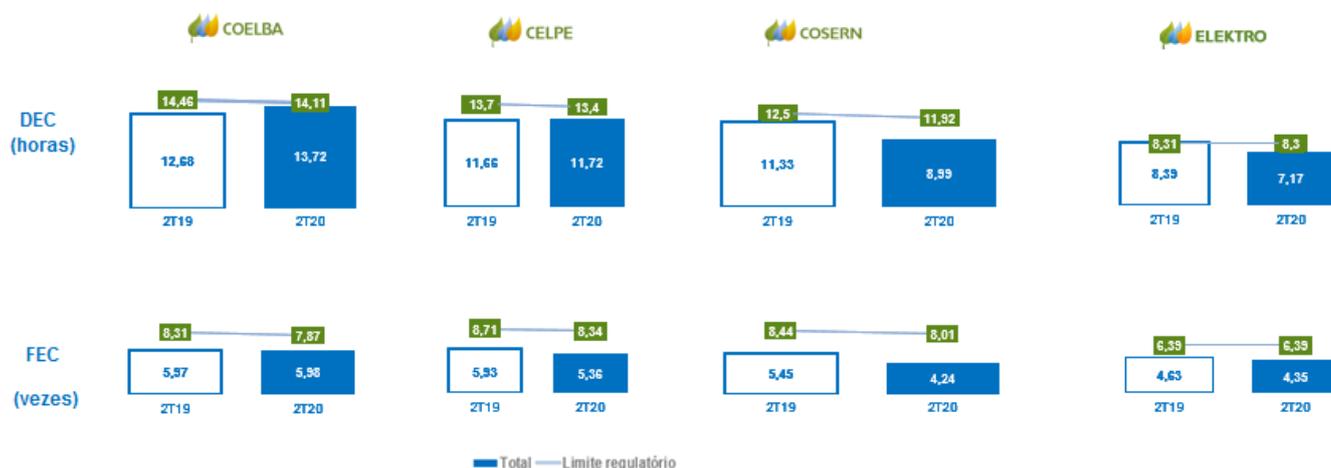
PECLD/ ROB		2T19	3T19	4T19	1T20	2T20	1T20 x 2T20	2T20 x 2T19	6M20	6M19	Var.	Limite Regulatório
COELBA	ROB	2.720	2.639	3.111	2.806	2.356	(16,04%)	(13,38%)	5.162	5.449	-5,28 p.p.	-
	PECLD	25	34	46	32	67	109,38%	168,00%	99	47	111,72 p.p.	-
	Inadimplência	0,93%	1,30%	1,47%	1,15%	2,84%	1,69 p.p.	1,91 p.p.	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.

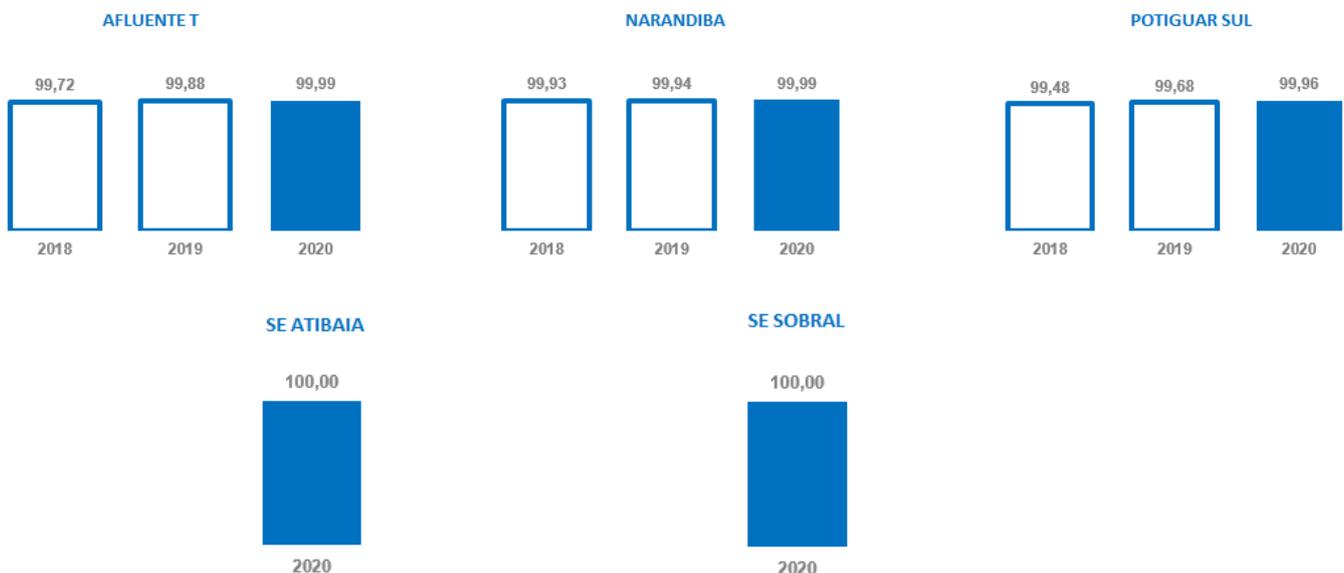
### 1.1.2. Transmissoras

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).

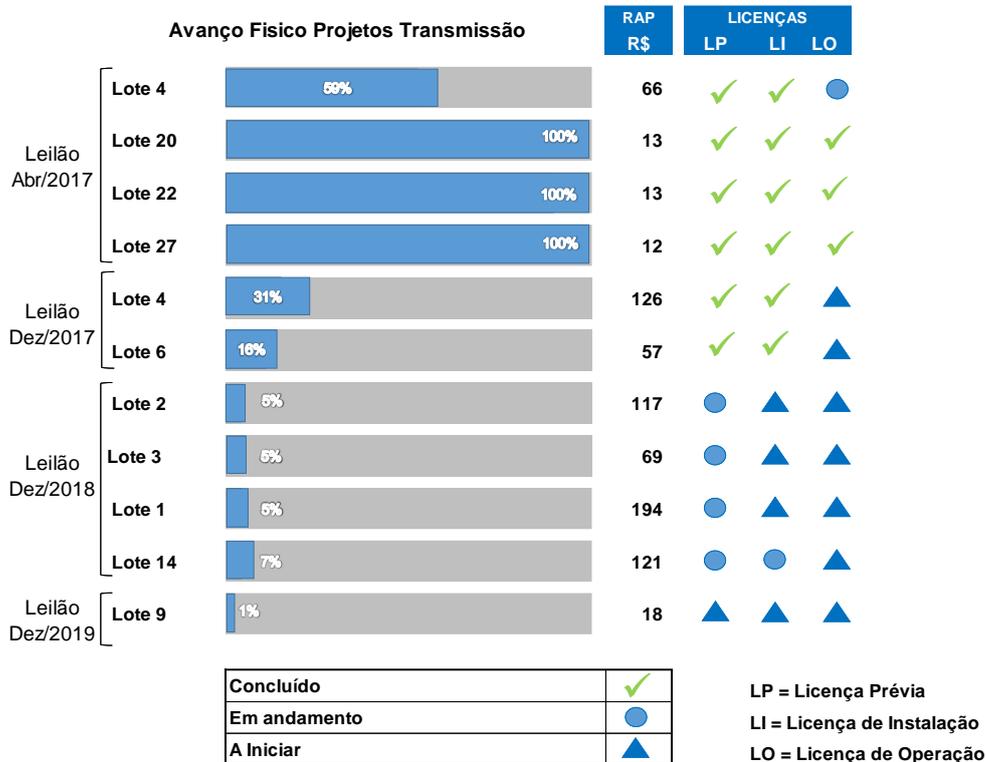
Operacionais	Estado	Participação Neoenergia	Entrada Operação (Prazo ANEEL)	Final da Concessão
<b>AFLUENTE T (Extensão Total 489,1 Km)</b>				
<b>Linhas de Transmissão</b>				
LT 230 KV Itagibá - Funil C-1 LT 230 KV Brumado II - Itagibá C-1 LT 230 KV Ford - Pólo C-2 LT 230 KV Pólo - Camaçari IV C-2 LT 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
<b>Subestações Rede Básica</b>				
Tomba Brumado II - 230/69kV Itagibá	BA	87,80%	31/12/1990 11/12/2002 13/09/2009	08/08/2027
<b>SE NARANJIBA</b>				
<b>Subestações Rede Básica</b>				
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
<b>POTIGUAR SUL (Extensão Total 196,1 Km)</b>				
<b>Linhas de Transmissão</b>				
LT 500 KV Campina Grande III - Ceará-Mirim II-C2	RN / PB	100%	07/11/2016	01/08/2043
<b>Neoenergia Atibaia Transmissão de Energia S.A.</b>				
<b>Subestações Rede Básica</b>				
SE Fernão Dias	SP	100%	11/02/2021	11/08/2047
<b>Neoenergia Sobral Transmissão de Energia S.A.</b>				
<b>Subestações Rede Básica</b>				
SE Sobral III	CE	100%	11/02/2021	11/08/2047
<b>Neoenergia Biguaçu Transmissão de Energia S.A.</b>				
<b>Subestações Rede Básica</b>				
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 <sup>(1)</sup>	6.580	6.573	7	-	13.358	13.487	(129)	(1%)
Custos Com Energia <sup>(2)</sup>	(4.486)	(4.447)	(39)	1%	(8.945)	(9.339)	394	(4%)
<b>Margem Bruta s/VNR</b>	<b>2.094</b>	<b>2.126</b>	<b>(32)</b>	<b>(2%)</b>	<b>4.413</b>	<b>4.148</b>	<b>265</b>	<b>6%</b>
Ativo Financeiro da Concessão (VNR)	(57)	79	(136)	(172%)	14	206	(192)	(93%)
<b>MARGEM BRUTA</b>	<b>2.037</b>	<b>2.205</b>	<b>(168)</b>	<b>(8%)</b>	<b>4.427</b>	<b>4.354</b>	<b>73</b>	<b>2%</b>
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%)
<b>EBITDA</b>	<b>1.106</b>	<b>1.362</b>	<b>(256)</b>	<b>(19%)</b>	<b>2.631</b>	<b>2.699</b>	<b>(68)</b>	<b>(3%)</b>
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%)
<b>LUCRO LÍQUIDO</b>	<b>423</b>	<b>519</b>	<b>(96)</b>	<b>(18%)</b>	<b>999</b>	<b>1.011</b>	<b>(12)</b>	<b>(1%)</b>

<sup>(1)</sup> Considera Receita de Construção

<sup>(2)</sup> 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%)
<b>Margem Bruta s/ VNR</b>	<b>1.776</b>	<b>1.812</b>	<b>(36)</b>	<b>(2%)</b>	<b>3.805</b>	<b>3.595</b>	<b>210</b>	<b>6%</b>
Ativo Financeiro da Concessão (VNR)	(57)	79	(136)	(172%)	14	206	(192)	(93%)
<b>Margem Bruta</b>	<b>1.719</b>	<b>1.891</b>	<b>(172)</b>	<b>(9%)</b>	<b>3.819</b>	<b>3.801</b>	<b>18</b>	<b>0,5%</b>
Despesa Operacional (PMSO)	(575)	(642)	67	(10%)	(1.206)	(1.309)	103	(8%)
PECLD	(209)	(70)	(139)	199%	(317)	(133)	(184)	138%
<b>EBITDA</b>	<b>935</b>	<b>1.179</b>	<b>(244)</b>	<b>(21%)</b>	<b>2.296</b>	<b>2.359</b>	<b>(63)</b>	<b>(3%)</b>
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%
<b>LUCRO LÍQUIDO</b>	<b>384</b>	<b>541</b>	<b>(157)</b>	<b>(29%)</b>	<b>996</b>	<b>1.019</b>	<b>(23)</b>	<b>(2%)</b>
<b>IFRS15</b>	<b>121</b>	<b>57</b>	<b>64</b>	<b>112%</b>	<b>222</b>	<b>97</b>	<b>125</b>	<b>129%</b>

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%)
<b>Margem Bruta</b>	<b>716</b>	<b>876</b>	<b>(160)</b>	<b>(18%)</b>	<b>1.619</b>	<b>1.710</b>	<b>(91)</b>	<b>(5%)</b>
Despesa Operacional (PMSO)	(243)	(284)	41	(14%)	(520)	(569)	49	(9%)
PECLD	(65)	(24)	(41)	171%	(98)	(46)	(52)	113%
<b>EBITDA</b>	<b>408</b>	<b>568</b>	<b>(160)</b>	<b>(28%)</b>	<b>1.001</b>	<b>1.095</b>	<b>(94)</b>	<b>(9%)</b>
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%
<b>LUCRO LÍQUIDO</b>	<b>174</b>	<b>295</b>	<b>(121)</b>	<b>(41%)</b>	<b>448</b>	<b>526</b>	<b>(78)</b>	<b>(15%)</b>

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%)
<b>Margem Bruta</b>	<b>334</b>	<b>400</b>	<b>(66)</b>	<b>(17%)</b>	<b>767</b>	<b>807</b>	<b>(40)</b>	<b>(5%)</b>
Despesa Operacional (PMSO)	(146)	(173)	27	(16%)	(328)	(353)	25	(7%)
PECLD	(82)	(24)	(58)	242%	(127)	(47)	(80)	170%
<b>EBITDA</b>	<b>106</b>	<b>203</b>	<b>(97)</b>	<b>(48%)</b>	<b>312</b>	<b>407</b>	<b>(95)</b>	<b>(23%)</b>
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%)
<b>LUCRO LÍQUIDO</b>	<b>(4)</b>	<b>43</b>	<b>(47)</b>	<b>(109%)</b>	<b>35</b>	<b>81</b>	<b>(46)</b>	<b>(57%)</b>

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%)
<b>Margem Bruta</b>	<b>179</b>	<b>186</b>	<b>(7)</b>	<b>(4%)</b>	<b>386</b>	<b>365</b>	<b>21</b>	<b>6%</b>
Despesa Operacional (PMSO)	(55)	(60)	5	(8%)	(116)	(122)	6	(5%)
PECLD	(7)	(3)	(4)	133%	(7)	(5)	(2)	40%
<b>EBITDA</b>	<b>117</b>	<b>123</b>	<b>(6)</b>	<b>(5%)</b>	<b>263</b>	<b>238</b>	<b>25</b>	<b>11%</b>
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%
<b>LUCRO LÍQUIDO</b>	<b>68</b>	<b>67</b>	<b>1</b>	<b>1%</b>	<b>150</b>	<b>123</b>	<b>27</b>	<b>22%</b>

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%)
<b>Margem Bruta</b>	<b>357</b>	<b>362</b>	<b>(5)</b>	<b>(1%)</b>	<b>795</b>	<b>800</b>	<b>(5)</b>	<b>(1%)</b>
Despesa Operacional (PMSO)	(133)	(129)	(4)	3%	(243)	(271)	28	(10%)
PECLD	(55)	(19)	(36)	189%	(85)	(35)	(50)	143%
<b>EBITDA</b>	<b>169</b>	<b>214</b>	<b>(45)</b>	<b>(21%)</b>	<b>467</b>	<b>494</b>	<b>(27)</b>	<b>(5%)</b>
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%
<b>LUCRO LÍQUIDO</b>	<b>52</b>	<b>84</b>	<b>(32)</b>	<b>(38%)</b>	<b>191</b>	<b>190</b>	<b>1</b>	<b>1%</b>

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%
<b>MARGEM BRUTA</b>	<b>217</b>	<b>235</b>	<b>(18)</b>	<b>(8%)</b>	<b>375</b>	<b>412</b>	<b>(37)</b>	<b>(9%)</b>
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%)
<b>EBITDA</b>	<b>159</b>	<b>180</b>	<b>(21)</b>	<b>(12%)</b>	<b>258</b>	<b>337</b>	<b>(79)</b>	<b>(23%)</b>
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%)
<b>LUCRO LÍQUIDO</b>	<b>79</b>	<b>56</b>	<b>23</b>	<b>41%</b>	<b>84</b>	<b>129</b>	<b>(45)</b>	<b>(35%)</b>

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%
<b>MARGEM BRUTA</b>	<b>140</b>	<b>143</b>	<b>(3)</b>	<b>(2%)</b>	<b>240</b>	<b>236</b>	<b>4</b>	<b>2%</b>
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%)
<b>EBITDA</b>	<b>106</b>	<b>112</b>	<b>(6)</b>	<b>(5%)</b>	<b>176</b>	<b>208</b>	<b>(32)</b>	<b>(15%)</b>
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%)
<b>LUCRO LÍQUIDO</b>	<b>53</b>	<b>42</b>	<b>11</b>	<b>26%</b>	<b>69</b>	<b>110</b>	<b>(41)</b>	<b>(37%)</b>

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)	-	-
<b>MARGEM BRUTA</b>	<b>77</b>	<b>92</b>	<b>(15)</b>	<b>(16%)</b>	<b>135</b>	<b>176</b>	<b>(41)</b>	<b>(23%)</b>
Despesa Operacional (PMSO)	(24)	(27)	3	(11%)	(53)	(47)	(6)	13%
PECLD	-	3	(3)	(100%)	-	-	-	-
(+) Equivalência Patrimonial	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>EBITDA</b>	<b>53</b>	<b>68</b>	<b>(15)</b>	<b>(22%)</b>	<b>82</b>	<b>129</b>	<b>(47)</b>	<b>(36%)</b>
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%)
<b>LUCRO LÍQUIDO</b>	<b>26</b>	<b>14</b>	<b>12</b>	<b>86%</b>	<b>15</b>	<b>19</b>	<b>(4)</b>	<b>(21%)</b>

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%)
<b>Margem Bruta</b>	<b>107</b>	<b>86</b>	<b>21</b>	<b>24%</b>	<b>243</b>	<b>151</b>	<b>92</b>	<b>61%</b>
Despesa Operacional (PMSO)	(37)	(31)	(6)	19%	(81)	(56)	(25)	45%
<b>EBITDA</b>	<b>70</b>	<b>55</b>	<b>15</b>	<b>27%</b>	<b>162</b>	<b>95</b>	<b>67</b>	<b>71%</b>
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%)
<b>LUCRO LÍQUIDO</b>	<b>43</b>	<b>28</b>	<b>15</b>	<b>54%</b>	<b>82</b>	<b>41</b>	<b>41</b>	<b>100%</b>

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%
<b>Margem Bruta</b>	<b>139</b>	<b>126</b>	<b>13</b>	<b>10%</b>	<b>248</b>	<b>215</b>	<b>33</b>	<b>15%</b>
Despesa Operacional (PMSO)	(26)	(26)	0	0%	(60)	(45)	(15)	33%
Eq. Patrimonial	21	21	0	0%	29	25	4	16%
<b>EBITDA</b>	<b>134</b>	<b>121</b>	<b>13</b>	<b>11%</b>	<b>217</b>	<b>195</b>	<b>22</b>	<b>11%</b>
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%
<b>LUCRO LÍQUIDO</b>	<b>101</b>	<b>82</b>	<b>19</b>	<b>23%</b>	<b>144</b>	<b>125</b>	<b>19</b>	<b>15%</b>

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%)
<b>Margem Bruta</b>	<b>(33)</b>	<b>(40)</b>	<b>7</b>	<b>(18%)</b>	<b>(5)</b>	<b>(64)</b>	<b>59</b>	<b>(92%)</b>
Despesa Operacional (PMSO)	(11)	(5)	(6)	120%	(21)	(10)	(11)	110%
<b>EBITDA</b>	<b>(44)</b>	<b>(45)</b>	<b>1</b>	<b>(2%)</b>	<b>(26)</b>	<b>(74)</b>	<b>48</b>	<b>(65%)</b>
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%)
<b>LUCRO LÍQUIDO</b>	<b>(30)</b>	<b>(29)</b>	<b>(1)</b>	<b>3%</b>	<b>(21)</b>	<b>(50)</b>	<b>29</b>	<b>(58%)</b>

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%
<b>EBITDA = (A)-(B+C+D+E+F)</b>	<b>1.106</b>	<b>1.362</b>	<b>(256)</b>	<b>(19%)</b>	<b>2.631</b>	<b>2.699</b>	<b>(68)</b>	<b>(3%)</b>

#### 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%)
<b>Total</b>	<b>(169)</b>	<b>(371)</b>	<b>202</b>	<b>(54%)</b>	<b>(483)</b>	<b>(663)</b>	<b>180</b>	<b>(27%)</b>

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 <sup>1</sup>	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 %
<b>Redes</b>	<b>1.168</b>	<b>875</b>	<b>34%</b>	<b>2.073</b>	<b>1.685</b>	<b>23%</b>
Distribuidoras	796	675	18%	1.466	1.422	3%
Transmissoras	372	200	86%	607	263	131%
<b>Renováveis</b>	<b>165</b>	<b>22</b>	<b>655%</b>	<b>205</b>	<b>50</b>	<b>311%</b>
<b>Liberalizado</b>	<b>34</b>	<b>21</b>	<b>61%</b>	<b>54</b>	<b>62</b>	<b>(12%)</b>
<b>Holding</b>	<b>0,2</b>	<b>0,4</b>	<b>(50%)</b>	<b>0,5</b>	<b>0,5</b>	<b>-</b>
<b>TOTAL</b>	<b>1.368</b>	<b>918</b>	<b>49%</b>	<b>2.332</b>	<b>1.797</b>	<b>30%</b>

## 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%)
<b>Total</b>	<b>8</b>	<b>10</b>	<b>(20%)</b>	<b>27</b>	<b>40</b>	<b>(33%)</b>

\* 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	
<b>Natureza Investimento (Preço corrente - valores em R\$ MM)</b>							
<b>Expansão de Rede</b>	(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)	
<b>Renovação de Ativos</b>	(43)	(30)	(16)	(39)	(127)	(238)	16%
<b>Melhoria da Rede</b>	(24)	(23)	(8)	(19)	(73)	(138)	9%
<b>Perdas e Inadimplência</b>	(28)	(23)	(5)	(7)	(64)	(109)	7%
<b>Outros</b>	(24)	(15)	(11)	(10)	(60)	(105)	7%
Movimentação Material (Estoque x Obra)	(59)	(27)	(13)	(24)	(122)	(233)	
<b>(=) Investimento Bruto</b>	<b>(468)</b>	<b>(203)</b>	<b>(94)</b>	<b>(181)</b>	<b>(947)</b>	<b>(1.747)</b>	
SUBVENÇÕES	18	2	0	9	29	48	
<b>(=) Investimento Líquido</b>	<b>(449)</b>	<b>(202)</b>	<b>(94)</b>	<b>(173)</b>	<b>(918)</b>	<b>(1.699)</b>	
Movimentação Material (Estoque x Obra)	59	27	13	24	122	233	
<b>(=) CAPEX</b>	<b>(391)</b>	<b>(175)</b>	<b>(82)</b>	<b>(149)</b>	<b>(796)</b>	<b>(1.466)</b>	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.

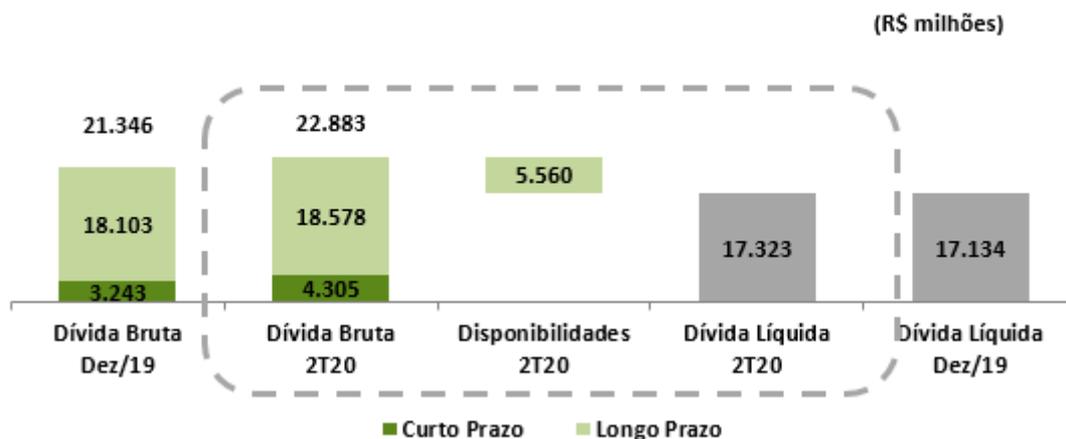
### 5.4. Liberalizado

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.

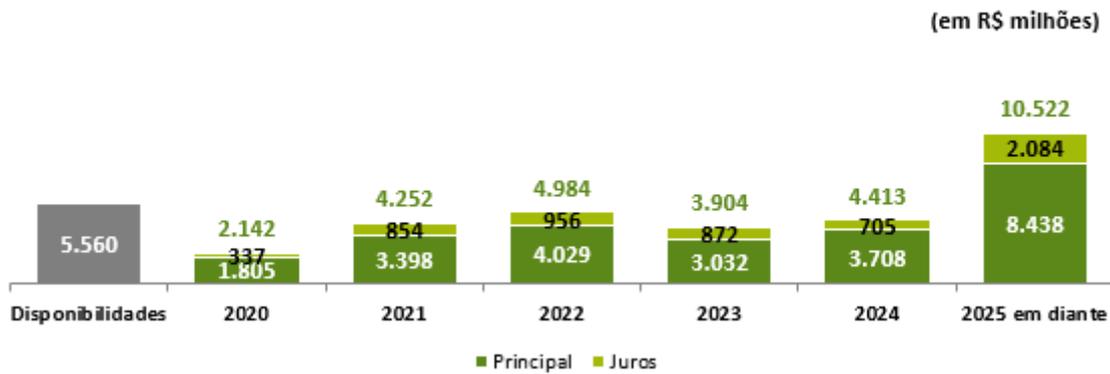


O indicador financeiro Dívida total líquida/EBITDA passou de 3,00 em 31 de dezembro de 2019 para 3,07 em 30 de junho de 2020.



### 6.2 Cronograma de amortização das dívidas

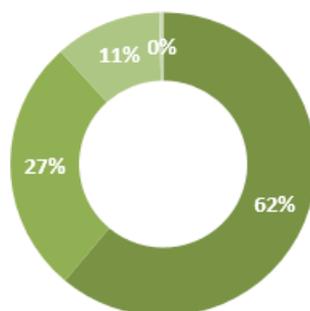
O gráfico abaixo apresenta o cronograma de vencimentos de principal e juros da dívida (em milhões de reais), utilizando as curvas *forward* de mercado para os indexadores e moedas atrelados ao endividamento da Companhia vigente em 30 de junho de 2020.



### 6.3. Perfil Dívida

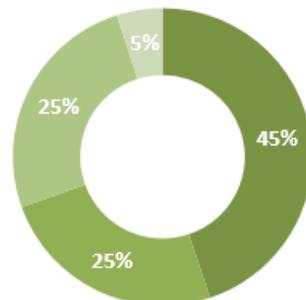
Os gráficos abaixo apresentam o saldo de dívidas segregado por fonte de captação e por indexador. O custo médio 12 meses da dívida consolidada em 2T20 foi de 5,3% (vs. 6,4% em dezembro de 2019).

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.

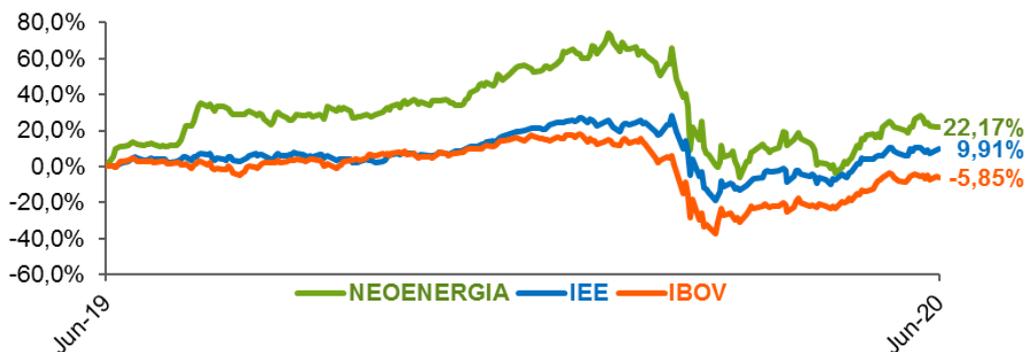
## 7. RATING

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 <sup>1</sup> (R\$ milhões)	18.996	23.208

<sup>1</sup>Valor 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%
<b>Efeito tarifário médio AT+BT</b>	<b>5,00%</b>	<b>5,16%</b>	<b>3,40%</b>	<b>-8,32%</b>
<b>Início da Vigência</b>	<b>22-abr-20</b>	<b>29-abr-20</b>	<b>22-abr-20</b>	<b>27-ago-19</b>
<b>Processo Revisional</b>	<b>Reajuste Anual</b>	<b>Reajuste Anual</b>	<b>Reajuste Anual</b>	<b>RTP</b>
<b>Próxima Revisão Tarifária</b>	<b>abr/23</b>	<b>abr/21</b>	<b>abr/23</b>	<b>ago/23</b>

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
<b>Total</b>	<b>12.448</b>	<b>5.426</b>	<b>3.374</b>	<b>1.286</b>	<b>2.362</b>	<b>12.202</b>	<b>5.317</b>	<b>3.302</b>	<b>1.276</b>	<b>2.307</b>

## 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
<b>= RECEITA Operacional Líquida</b>	<b>6.580</b>	<b>13.358</b>	<b>6.573</b>	<b>13.487</b>	
(+) 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
<b>= Custo com Energia</b>	<b>(4.486)</b>	<b>(8.945)</b>	<b>(4.447)</b>	<b>(9.339)</b>	
(+) Valor de reposição estimado da concessão	(57)	14	79	206	Nota 5
<b>= MARGEM BRUTA</b>	<b>2.037</b>	<b>4.427</b>	<b>2.205</b>	<b>4.354</b>	
(+) 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
<b>= Despesa Operacional (PMSO)</b>	<b>(711)</b>	<b>(1.465)</b>	<b>(772)</b>	<b>(1.542)</b>	
(+) PECLD	(209)	(317)	(71)	(139)	Demonstrações de resultado
(+) Equivalência Patrimonial	(11)	(14)	0	26	Demonstrações de resultado
<b>EBITDA</b>	<b>1.106</b>	<b>2.631</b>	<b>1.362</b>	<b>2.699</b>	
(+) 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
<b>LUCRO LÍQUIDO</b>	<b>423</b>	<b>999</b>	<b>519</b>	<b>1.011</b>	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
<b>Neoenergia Dourados Transmissão de Energia S.A. (Extensão Total 578 Km)</b>				
<b>Linhas de Transmissão</b>				
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
<b>Subestações Rede Básica</b>				
SE Dourados 02	MS	100%	11/08/2022	11/08/2047
<b>Neoenergia Jalapão Transmissão de Energia S.A. (Extensão Total 729 Km)</b>				
<b>Linhas de Transmissão</b>				
LT 500 KV Miracema – Gilbués II LT 500 KV Gilbués II – Barreiras II	TO / PI PI / BA	100%	09/03/2023	09/03/2048
<b>Neoenergia Santa Luzia Transmissão de Energia S.A. (Extensão Total 345 Km)</b>				
<b>Linhas de Transmissão</b>				
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
<b>Subestações Rede Básica</b>				
SE Santa Luzia II	PB	100%	09/03/2023	09/03/2048
<b>Neoenergia Vale do Itajaí Transmissão de Energia S.A. (Extensão Total 673 Km) (*)</b>				
<b>Linhas de Transmissão</b>				
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
<b>Subestações Rede Básica</b>				
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
<b>Neoenergia Guanabara Transmissão de Energia S.A. (Extensão Total 328 Km em Circuito Duplo)</b>				
<b>Linhas de Transmissão</b>				
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
<b>Subestações Rede Básica</b>				
SE 500 kV Campos 2	RJ	100%	22/03/2024	22/03/2049
<b>Neoenergia Itabapoana Transmissão de Energia S.A. (Extensão Total 239 Km em Circuito Duplo)</b>				
<b>Linhas de Transmissão</b>				
LT 500 kV Campos 2 - Mutum, CD, C1 e C2	RJ/ES /MG	100%	22/03/2024	22/03/2049
<b>Neoenergia Lagoa dos Patos Transmissão de Energia S.A. (Extensão Total 769 Km)</b>				
<b>Linhas de Transmissão</b>				
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
<b>Subestações Rede Básica</b>				
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							
	2T20	2T19	Variação		6M20	6M19	Variação	
			R\$	%			R\$	%
<b>MARGEM BRUTA</b>	<b>2,037</b>	<b>2,205</b>	<b>(168)</b>	<b>-8%</b>	<b>4,427</b>	<b>4,354</b>	<b>73</b>	<b>2%</b>
(-) 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%
<b>EBITDA</b>	<b>1,106</b>	<b>1,362</b>	<b>(256)</b>	<b>-19%</b>	<b>2,631</b>	<b>2,699</b>	<b>(68)</b>	<b>-3%</b>
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%
<b>LUCRO LÍQUIDO</b>	<b>423</b>	<b>519</b>	<b>(96)</b>	<b>-18%</b>	<b>999</b>	<b>1,011</b>	<b>(12)</b>	<b>-1%</b>

(1) Considera Receita de Construção

(2) Considera Custos de Construção

DRE (R\$ MM)	REDES								RENOVÁVEIS							
	2T20	2T19	Variação		6M20	6M19	Variação		2T20	2T19	Variação		6M20	6M19	Variação	
			R\$	%			R\$	%			R\$	%			R\$	%
<b>MARGEM BRUTA</b>	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%
<b>EBITDA</b>	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)			-	-			-	-			-	-			-	-
<b>LUCRO LÍQUIDO</b>	384	541	(157)	-29%	996	1,019	(23)	-2%	79	56	23	41%	84	129	(45)	-35%

DRE (R\$ MM)	LIBERALIZADO								OUTROS							
	2T20	2T19	Variação		6M20	6M19	Variação		2T20	2T19	Variação		6M20	6M19	Variação	
			R\$	%			R\$	%			R\$	%			R\$	%
<b>MARGEM BRUTA</b>	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			-	-			-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>EBITDA</b>	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%
<b>LUCRO LÍQUIDO</b>	43	28	15	54%	82	41	41	100%	(83)	(106)	23	-22%	(163)	(178)	15	-8%

DRE (R\$ MM)	2T20	2T19	Variação		6M20	6M19	Variação		2T20	2T19	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%)
<b>MARGEM BRUTA</b>	<b>716</b>	<b>876</b>	<b>(160)</b>	<b>(18%)</b>	<b>1,619</b>	<b>1,710</b>	<b>(91)</b>	<b>(5%)</b>	<b>334</b>	<b>400</b>	<b>(66)</b>	<b>(17%)</b>	<b>767</b>	<b>807</b>	<b>(40)</b>	<b>(5%)</b>
(-) 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	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>EBITDA</b>	<b>408</b>	<b>568</b>	<b>(160)</b>	<b>(28%)</b>	<b>1,001</b>	<b>1,095</b>	<b>(94)</b>	<b>(9%)</b>	<b>106</b>	<b>203</b>	<b>(97)</b>	<b>(48%)</b>	<b>312</b>	<b>407</b>	<b>(95)</b>	<b>(23%)</b>
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)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>LUCRO LÍQUIDO</b>	<b>174</b>	<b>295</b>	<b>(121)</b>	<b>(41%)</b>	<b>448</b>	<b>526</b>	<b>(78)</b>	<b>(15%)</b>	<b>(4)</b>	<b>43</b>	<b>(47)</b>	<b>(109%)</b>	<b>35</b>	<b>81</b>	<b>(46)</b>	<b>(57%)</b>

COSERN

ELEKTRO

DRE (R\$ MM)	2T20	2T19	Variação		6M20	6M19	Variação		2T20	2T19	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%)
<b>MARGEM BRUTA</b>	<b>179</b>	<b>186</b>	<b>(7)</b>	<b>(4%)</b>	<b>386</b>	<b>365</b>	<b>21</b>	<b>6%</b>	<b>357</b>	<b>362</b>	<b>(5)</b>	<b>(1%)</b>	<b>795</b>	<b>800</b>	<b>(5)</b>	<b>(1%)</b>
(-) 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	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>EBITDA</b>	<b>117</b>	<b>123</b>	<b>(6)</b>	<b>(5%)</b>	<b>263</b>	<b>238</b>	<b>25</b>	<b>11%</b>	<b>169</b>	<b>214</b>	<b>(45)</b>	<b>(21%)</b>	<b>467</b>	<b>494</b>	<b>(27)</b>	<b>(5%)</b>
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)	(23)	(10)	43%	(26)	(12)	(14)	117%	(97)	(74)	(23)	31%
Eliminações (Part. Minoritária)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>LUCRO LÍQUIDO</b>	<b>68</b>	<b>67</b>	<b>1</b>	<b>1%</b>	<b>150</b>	<b>123</b>	<b>27</b>	<b>22%</b>	<b>52</b>	<b>84</b>	<b>(32)</b>	<b>(38%)</b>	<b>191</b>	<b>190</b>	<b>1</b>	<b>1%</b>



**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](http://ri.neoenergia.com))