

DESTAQUES (R\$ MM) 3T20	3T20	3T19	Δ %	9M20	9M19	Δ %
Receita Operacional Líquida	7.775	6.915	12%	21.136	20.407	4%
Margem Bruta	2.640	2.295	15%	7.070	6.654	6%
Despesas Operacionais (PMSO)	(758)	(739)	3%	(2.226)	(2.286)	(3%)
EBITDA	1.764	1.507	17%	4.395	4.206	4%
Resultado Financeiro	(197)	(310)	(36%)	(680)	(973)	(30%)
Lucro Líquido	814	600	36%	1.813	1.611	13%
Ativo Financeiro da Concessão (VNR)	131	194	(32%)	145	400	(64%)
IFRS 15	174	48	263%	398	146	173%



INDICADORES OPERACIONAIS						
Mercado cativo (GWh)	9.961	10.208	(2,4%)	30.855	32.368	(4,7%)
Mercado cativo + livre (GWh)	13.979	14.015	(0,3%)	42.143	43.422	(2,9%)
Volume de energia injetada (GWh)	16.307	16.093	1,3%	48.851	50.103	(2,5%)
Número de Clientes (mil)	14.204	13.980	1,6%			

Indicadores Financeiros de Dívida	3T20	2019	Variação
Dívida Líquida ⁽¹⁾ /EBITDA ⁽²⁾	2,85	3,00	(0,2)
EBITDA/Resultado Financeiro ⁽²⁾	5,64	4,27	1,4
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

Destques Financeiros e Operacionais:

- Energia injetada de 16.307 GWh no 3T20 (+1,33% vs. 3T19) refletindo a retomada da atividade econômica, e de 48.851 GWh no 9M20 (-2,50% vs. 9M19) impactada pelos efeitos da Covid-19, sobretudo no 2T20;
- Despesas Operacionais de R\$ 758 milhões no 3T20 (+3% vs. 3T19) pela aceleração das ações de corte e cobrança e de R\$ 2,2 bilhões no 9M20 (-3% vs. 9M19);
- EBITDA de R\$ 1,8 bilhão em 3T20 (+17% vs. 3T19) e de R\$ 4,4 bilhões no 9M20 (+4% vs. 9M19), confirmando a retomada da economia;
- Resultado Financeiro de R\$ 197 milhões no 3T20 (-36% vs. 3T19) e de R\$ 680 milhões no 9M20 (-30% vs. 9M19) devido ao menor saldo de dívida pela entrada dos recursos Conta-Covid e menor despesa com encargos;
- Lucro de R\$ 814 milhões em 3T20 (+36% vs. 3T19) e de R\$ 1.813 milhões no 9M20 (+13% vs. 9M19);
- CAPEX de R\$1,87 bilhões no 3T20 (+60% vs. 3T19) e R\$ 4,2 bilhões no 9M20 (+42% vs 9M19) em virtude do avanço dos projetos de Transmissão e Eólicos;
- Redução da alavancagem. Dívida Líquida/EBITDA de 2,85 no 3T20 vs 3,07 no 2T20 e 3,33 no 3T19;
- No 3T20, as distribuidoras da Neoenergia receberam a totalidade dos recursos da Conta-Covid no montante total de R\$ 1,66 bilhão.

TELECONFERÊNCIA 3T20
Quarta-feira, 21 de outubro 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/Canadá: (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.websitesequ岸o.com/neoenergia/3t20.htm>

A Neoenergia S.A., apresenta os resultados do terceiro trimestre 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 (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. Contrato de Compra e Venda de Pipeline com a PEC Energia	28
9.3. Tarifas	28
9.4. Clientes Baixa Renda	29
10. NOTA DE CONCILIAÇÃO	30
ANEXO I – Ativos de Transmissão em Implementação	31
ANEXO II – Ativos Eólicos em Construção	32
ANEXO III – Quadros Gerenciais por Segmentos	33

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 3T20 em cada distribuidora do Grupo Neoenergia. Em comparação com 3T19, houve aumento de 224 mil consumidores (+1,6%).

Número de Consumidores (milhares)	3T20					3T19					VARIAÇÃO				
	Consolidado	COELBA	CELPE	COSERN	ELEKTRO	Consolidado	COELBA	CELPE	COSERN	ELEKTRO	Consolidado	COELBA	CELPE	COSERN	ELEKTRO
Residencial	12.510	5.453	3.396	1.295	2.365	12.256	5.339	3.316	1.281	2.319	254	114	80	14	46
Industrial	39	13	5	1	20	41	14	5	1	21	(2)	0	0	0	(2)
Comercial	927	405	224	102	196	931	405	231	102	193	(4)	0	(7)	0	3
Rural	559	226	145	56	131	586	235	156	61	135	(27)	(8)	(11)	(4)	(4)
Outros	169	81	33	25	30	166	80	32	24	29	3	1	0	1	1
Total	14.204	6.179	3.803	1.480	2.742	13.980	6.072	3.741	1.469	2.698	224	107	62	11	44

1.1.1.2. Evolução do Mercado

A energia distribuída (cativo + livre) pelas Distribuidoras da Neoenergia foi 13.979 GWh no 3T20 em linha com o 3T19 e de 42.143 GWh no 9M20 (-2,9% vs. 9M19). No trimestre já observamos o início da recuperação do consumo em comparação ao 2T20 em todas as classes e em todas as 4 distribuidoras. Destaque para o bom desempenho da classe residencial, de maior margem, bem como pelo crescimento dos consumidores livres.

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

Energia Distribuída - Mercado Cativo (GWh)	COELBA			CELPE			COSERN			ELEKTRO			CONSOLIDADO		
	3T20	3T19	%	3T20	3T19	%	3T20	3T19	%	3T20	3T19	%	3T20	3T19	%
Residencial	1.731	1.648	5,0%	1.240	1.152	7,6%	554	519	6,7%	1.218	1.088	11,9%	4.743	4.407	7,6%
Industrial	293	361	(18,8%)	135	160	(15,6%)	65	74	(12,2%)	313	368	(14,9%)	806	963	(16,3%)
Comercial	616	759	(18,8%)	476	577	(17,5%)	182	234	(22,2%)	457	493	(7,3%)	1.730	2.063	(16,1%)
Rural	574	567	1,2%	159	158	0,6%	108	110	(1,8%)	291	276	5,4%	1.132	1.111	1,9%
Outros	604	676	(10,7%)	426	450	(5,3%)	173	188	(8,0%)	348	350	(0,6%)	1.550	1.664	(6,9%)
Energia Distribuída - Mercado Cativo Total	3.818	4.012	(4,8%)	2.436	2.496	(2,4%)	1.081	1.125	(3,9%)	2.626	2.575	2,0%	9.961	10.208	(2,4%)
Mercado Livre	1.111	1.033	7,6%	899	846	6,3%	303	274	10,6%	1.705	1.654	3,1%	4.018	3.807	5,5%
TOTAL (Cativo+Livre)	4.929	5.045	(2,3%)	3.335	3.342	(0,2%)	1.384	1.399	(1,1%)	4.331	4.229	2,4%	13.979	14.015	(0,3%)

Energia Distribuída - Mercado Cativo (GWh)	COELBA			CELPE			COSERN			ELEKTRO			CONSOLIDADO		
	9M20	9M19	%	9M20	9M19	%	9M20	9M19	%	9M20	9M19	%	9M20	9M19	%
Residencial	5.521	5.394	2,4%	4.022	3.799	5,9%	1.763	1.656	6,5%	3.738	3.546	5,4%	15.044	14.395	4,5%
Industrial	867	1.066	(18,7%)	389	624	(37,7%)	190	219	(13,2%)	889	1.114	(20,2%)	2.334	3.024	(22,8%)
Comercial	2.088	2.504	(16,6%)	1.561	1.858	(16,0%)	609	734	(17,0%)	1.522	1.682	(9,5%)	5.780	6.778	(14,7%)
Rural	1.440	1.547	(6,9%)	454	481	(5,6%)	280	284	(1,4%)	796	783	1,7%	2.970	3.095	(4,0%)
Outros	1.861	2.064	(9,8%)	1.307	1.368	(4,5%)	526	561	(6,2%)	1.032	1.083	(4,7%)	4.727	5.076	(6,9%)
Energia Distribuída - Mercado Cativo Total	11.776	12.576	(6,4%)	7.733	8.129	(4,9%)	3.368	3.454	(2,5%)	7.978	8.209	(2,8%)	30.855	32.368	(4,7%)
Mercado Livre	3.125	3.018	3,5%	2.524	2.356	7,1%	806	807	(0,1%)	4.834	4.873	(0,8%)	11.288	11.054	2,1%
TOTAL (Cativo+Livre)	14.901	15.594	(4,4%)	10.257	10.485	(2,2%)	4.174	4.261	(2,0%)	12.812	13.082	(2,1%)	42.143	43.422	(2,9%)

O consumo residencial, de maior margem, apresentou crescimento em todas as distribuidoras, consolidando aumento de 7,6% no 3T20 e de 4,5% no 9M20 em relação aos mesmos períodos de 2019, impulsionado tanto pelo aumento na base de clientes (+1,6%) como pela realidade de isolamento social imposta pela Covid-19.

A análise da classe industrial somada ao mercado livre revelou aumento de 1,1% no 3T20 vs. 3T19, que pode ser explicado pelo retorno das atividades econômicas. Já o 9M20 ainda observamos retração de -3,2% ainda em razão dos impactos da pandemia na economia, sobretudo no 2T20.

A classe comercial cativa apresentou queda de 16,1% no 3T20 vs. 3T19 e 14,7% no 9M20 vs. 9M19, influenciado, principalmente, pelas medidas de distanciamento social imposta pela Covid-19. Entretanto, já se nota melhora quando comparado ao resultado registrado no 2T20, quando se observou retração de 24,6% vs. 2T19.

Já a classe rural apresentou aumento de 1,9% quando comparada ao 3T19, com destaque para Elektro que teve aumento de 5,4% devido a maior irrigação. Com relação ao 9M20, observa-se uma queda de 4,0% (vs. 9M19) explicada pela menor demanda de irrigação em razão de maiores chuvas no início do ano.

As outras classes apresentaram decréscimo de 6,9% tanto no 3T20 como no 9M20 em comparação com os mesmos períodos. Destaque para redução de consumo nas unidades de poder público também em função do fechamento de unidades em decorrência da 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 16.307 GWh no 3T20 (+1,33% vs. 3T19) e 48.851 no 9M20 (-2,50% vs. 9M19).

BALANÇO ENERGÉTICO (GWh)	3T20	3T19	3T20 x 3T19		9M20	9M19	9M20 x 9M19	
			Dif	%			Dif	%
CONSOLIDADO								
Mercado Cativo	9.961	10.208	(247)	(2,42%)	30.855	32.368	(1.513)	(4,67%)
Mercado Livre + Suprimento	4.018	3.807	212	5,54%	11.288	11.054	234	2,12%
Energia Entregue (A)	13.979	14.015	(36)	(0,26%)	42.143	43.422	(1.279)	(2,95%)
Perdas Totais (B)	2.328	2.078	250	12,03%	6.708	6.681	27	0,40%
Energia Injetada (C) = (A) + (B)	16.307	16.093	214	1,33%	48.851	50.103	(1.252)	(2,50%)
PT/ Energia Requerida % (B)/(C)	14,28%	12,91%	1,36 p.p.	-	13,73%	13,33%	0,40 p.p.	-

NOTA: Os números no Balanço Energético refletem o trimestre e período de 9 meses, desta forma o índice de PT/ Energia Requerida também reflete as perdas do trimestre e período de 9 meses.

 COELBA

Mercado Cativo	3.818	4.012	(194)	(4,84%)	11.776	12.576	(800)	(6,36%)
Mercado Livre + Suprimento	1.111	1.033	78	7,55%	3.125	3.018	107	3,55%
Energia Entregue (A)	4.929	5.045	(116)	(2,30%)	14.901	15.594	(693)	(4,44%)
Perdas Totais (B)	908	859	48	5,70%	2.802	2.896	(94)	(3,25%)
Energia Injetada (C) = (A) + (B)	5.837	5.904	(67)	(1,13%)	17.703	18.490	(787)	(4,26%)
PT/ Energia Requerida % (B)/(C)	15,55%	14,55%	0,99 p.p.	-	15,83%	15,66%	0,16 p.p.	-

 CELPE

Mercado Cativo	2.436	2.496	(60)	(2,40%)	7.733	8.129	(396)	(4,87%)
Mercado Livre + Suprimento	899	846	53	6,26%	2.524	2.356	168	7,13%
Energia Entregue (A)	3.335	3.342	(7)	(0,21%)	10.257	10.485	(228)	(2,17%)
Perdas Totais (B)	716	652	64	9,82%	2.336	2.228	108	4,85%
Energia Injetada (C) = (A) + (B)	4.051	3.994	57	1,43%	12.593	12.713	(120)	(0,94%)
PT/ Energia Requerida % (B)/(C)	17,67%	16,32%	1,35 p.p.	-	18,55%	17,53%	1,03 p.p.	-

 COSERN

Mercado Cativo	1.081	1.125	(44)	(3,91%)	3.368	3.454	(86)	(2,49%)
Mercado Livre + Suprimento	303	274	29	10,584%	806	807	(2)	(0,12%)
Energia Entregue (A)	1.384	1.399	(15)	(1,07%)	4.174	4.261	(87)	(2,04%)
Perdas Totais (B)	160	165	(5)	(3,03%)	426	445	(19)	(4,27%)
Energia Injetada (C) = (A) + (B)	1.544	1.564	(20)	(1,28%)	4.600	4.706	(106)	(2,25%)
PT/ Energia Requerida % (B)/(C)	10,35%	10,53%	(0,18 p.p.)	-	9,26%	9,46%	(0,20 p.p.)	-

 ELEKTRO

Mercado Cativo	2.626	2.575	51	1,98%	7.978	8.209	(231)	(2,81%)
Mercado Livre + Suprimento	1.705	1.654	51	3,08%	4.834	4.873	(40)	(0,80%)
Energia Entregue (A)	4.331	4.229	102	2,41%	12.812	13.082	(270)	(2,06%)
Perdas Totais (B)	545	402	143	35,57%	1.144	1.112	32	2,88%
Energia Injetada (C) = (A) + (B)	4.876	4.631	245	5,29%	13.956	14.194	(238)	(1,68%)
PT/ Energia Requerida % (B)/(C)	11,18%	8,69%	2,49 p.p.	-	8,20%	7,83%	0,37 p.p.	-

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.

DISTRIBUIDORAS	Perdas 12 meses (%)													
	Perda Técnica				Perda Não Técnica				Perda Total					
	3T19	1T20	2T20	3T20	3T19	1T20	2T20	3T20	3T19	Aneel 19	1T20	2T20	3T20	Aneel 20
 COELBA	11,15%	10,89%	10,65%	10,63%	3,97%	4,33%	4,51%	4,78%	15,12%	14,27%	15,23%	15,16%	15,40%	14,34%
 CELPE	8,31%	8,10%	8,11%	8,14%	9,03%	9,63%	9,68%	9,97%	17,34%	16,04%	17,74%	17,79%	18,10%	16,13%
 COSERN	8,46%	8,39%	8,50%	8,43%	1,46%	1,90%	1,40%	1,42%	9,92%	10,71%	10,29%	9,90%	9,85%	10,75%
 ELEKTRO	5,84%	5,83%	5,72%	5,70%	2,20%	1,86%	1,68%	2,35%	8,03%	6,60%	7,69%	7,40%	8,06%	8,10%

DISTRIBUIDORAS	Perdas totais 12 meses (GWh)													
	Perda Técnica				Perda Não Técnica				Perda Total					
	3T19	1T20	2T20	3T20	3T19	1T20	2T20	3T20	3T19	Aneel 19	1T20	2T20	3T20	Aneel 20
 COELBA	2.738,6	2.715,5	2.591,9	2.580,0	974,6	1.080,2	1.098,7	1.159,5	3.713,1	3.464,0	3.795,7	3.690,5	3.739,5	3.357,29
 CELPE	1.424,1	1.410,2	1.384,0	1.393,2	1.547,8	1.676,6	1.651,0	1.706,6	2.971,9	2.705,8	3.086,8	3.035,0	3.099,7	2.617,67
 COSERN	542,4	541,5	538,6	532,7	93,8	122,7	88,6	89,6	636,2	693,1	664,3	627,2	622,3	674,79
 ELEKTRO	1.109,2	1.114,3	1.067,3	1.078,7	417,5	355,8	314,1	444,8	1.526,7	1.255,3	1.470,1	1.381,5	1.523,5	1.521,61

No 3T20, a Coelba apresentou perdas totais 12 meses de 15,40%. O aumento das perdas totais 12 meses em relação ao trimestre anterior (15,16%) é explicada pela não retomada integral do mercado de alta tensão, ainda reflexo dos impactos na economia da pandemia da Covid-19.

Já na Celpe, as perdas totais na visão 12 meses encerraram o 3T20 em 18,10%, aumento em relação ao observado no 2T20 (17,79%). O aumento das perdas totais 12 meses também se explica pela não retomada integral no mercado de alta tensão, ainda reflexo dos impactos na economia da pandemia da Covid-19.

As perdas totais na visão 12 meses no 3T20 na Cosern encerraram em 9,85%, queda de 0,05 p.p. em relação ao 2T20. Importante ressaltar que a Cosern segue com seu patamar de perdas abaixo do limite regulatório de 10,75%.

Por fim, a Elektro encerrou o 3T20 com perdas totais 12 meses de 8,06%, abaixo do seu limite regulatório de 8,10%. Aumento pontual no trimestre em virtude de uma maior energia não faturada de 114 GWh vs. 2T20.

Vale destacar as ações realizadas no combate às perdas nas quatro distribuidoras no 3T20:

- 20 mil blindagens em mercados complexos da Celpe e Coelba;
- Ações policiais de combate à reincidência em grandes clientes;
- Regularização de 116 grandes fazendas clandestinas na Coelba;
- Substituição de 358 mil medidores;
- Atualização cadastral do parque de iluminação pública;
- Sensoriamento de 357 pontos da rede para identificar rapidamente novos focos de perdas;
- Recuperação de 69,3 GW de perdas internas em razão de melhoria do processo de faturamento e da leitura.

1.1.1.5. Arrecadação e Inadimplência

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 2T20 para o 3T20 em todas as distribuidoras. A taxa de arrecadação consolidada, desconsiderando os clientes baixa renda, foi de 100,93% no 3T20 (+ 5,03 p.p. em relação ao 2T20), patamar superior ao nível do ano anterior, pré pandemia, fruto direto da efetividade das diversas ações de cobrança implementadas, em especial, após a liberação dos cortes.

Considerando o segmento baixa renda, este indicador também mostra uma melhora de 3,16 p.p. e encerra o 3T20 em 99,68%.

PECLD/ ROB		3T19	4T19	1T20	2T20	3T20	2T20 x 3T20	3T20 x 3T19	9M20	9M19	Var.	Limite Regulatório
 COELBA	ROB	2.639	3.111	2.806	2.356	2.555	8,45%	(3,18%)	7.717	8.088	-4,59 p.p.	
	PECLD	34	46	32	67	33	(50,75%)	(2,94%)	132	81	63,43 p.p.	
	Inadimplência	1,30%	1,47%	1,15%	2,84%	1,30%	-1,54 p.p.	0,01 p.p.	1,72%	1,00%	0,71 p.p.	1,16%
 CELPE	ROB	1.705	2.006	1.894	1.629	1.714	5,22%	0,53%	5.237	5.304	-1,27 p.p.	
	PECLD	44	40	46	85	32	(62,35%)	(27,27%)	163	95	72,77 p.p.	
	Inadimplência	2,60%	1,99%	2,42%	5,23%	1,89%	-3,34 p.p.	-0,70 p.p.	3,12%	1,78%	1,34 p.p.	1,40%
 COSERN	ROB	719	805	758	639	687	7,51%	(4,45%)	2.084	2.114	-1,45 p.p.	-
	PECLD	2	(2)	(0)	7	(1)	(114,29%)	(150,00%)	5	7	-28,62 p.p.	-
	Inadimplência	0,31%	(0,25%)	(0,04%)	1,11%	(0,22%)	-1,32 p.p.	-0,53 p.p.	0,25%	0,35%	-0,10 p.p.	0,40%
 ELEKTRO	ROB	1.872	1.912	1.872	1.609	1.706	6,03%	(8,87%)	5.186	5.982	-13,31 p.p.	-
	PECLD	31	30	31	56	44	(21,43%)	41,94%	130	66	98,53 p.p.	-
	Inadimplência	1,65%	1,54%	1,65%	3,47%	2,57%	-0,90 p.p.	0,91 p.p.	2,52%	1,10%	1,42 p.p.	0,39%

NOTA: PECLD considera o valor provisionado + correção monetária.

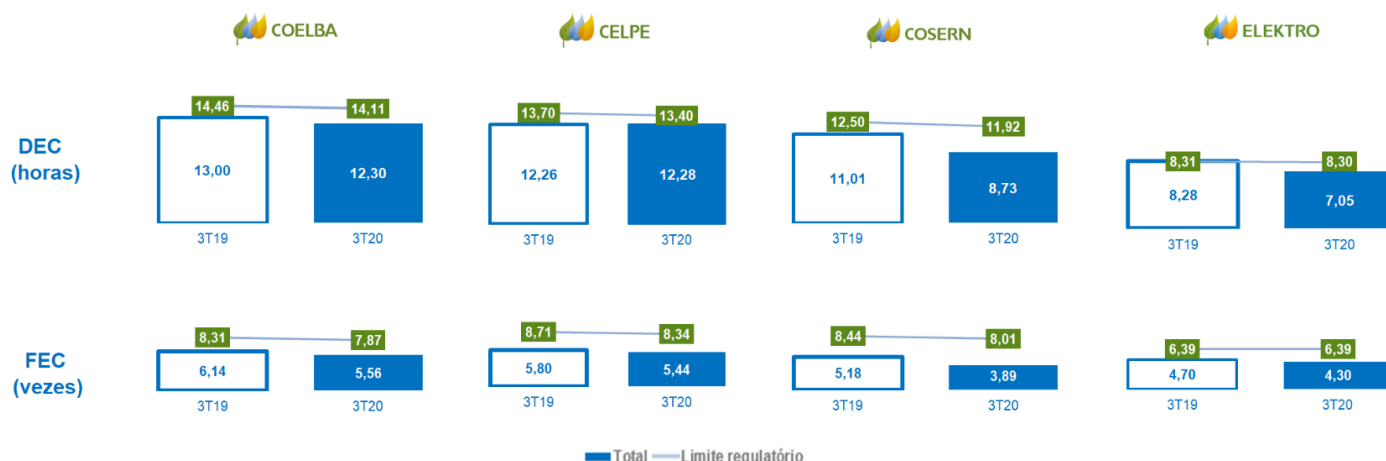
Vale destacar no 3T20 o sucesso das diversas ações de cobrança listada abaixo, com intuito de diminuir o índice de inadimplência e consequentemente melhorar a arrecadação:

- Realização de 318 mil suspensões de fornecimento por meio de atuação em concentrações georeferenciadas, mapeando a localização dos clientes com maior incidência de inadimplência;
- Negativações de 2.319 mil consumidores;
- Intensificação da cobrança e das negociações;
- Cobranças telefônicas totalizando 18,1 milhões contatos através de SMS e URA;
- Ações sistemáticas para os Grandes Clientes e negociações com órgãos do Poder Público.

1.1.1.6. DEC e FEC (12 meses)

A qualidade do fornecimento de energia é verificada principalmente pelos indicadores DEC - Duração Equivalente de Interrupção por Consumidor e FEC - Frequência Equivalente de Interrupção por Consumidor, que aferem as falhas ocorridas na rede de distribuição.

Todas as distribuidoras do Grupo estão abaixo do limite regulatório tanto para o DEC quanto para o FEC,



conforme ilustrado nos gráficos abaixo:

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

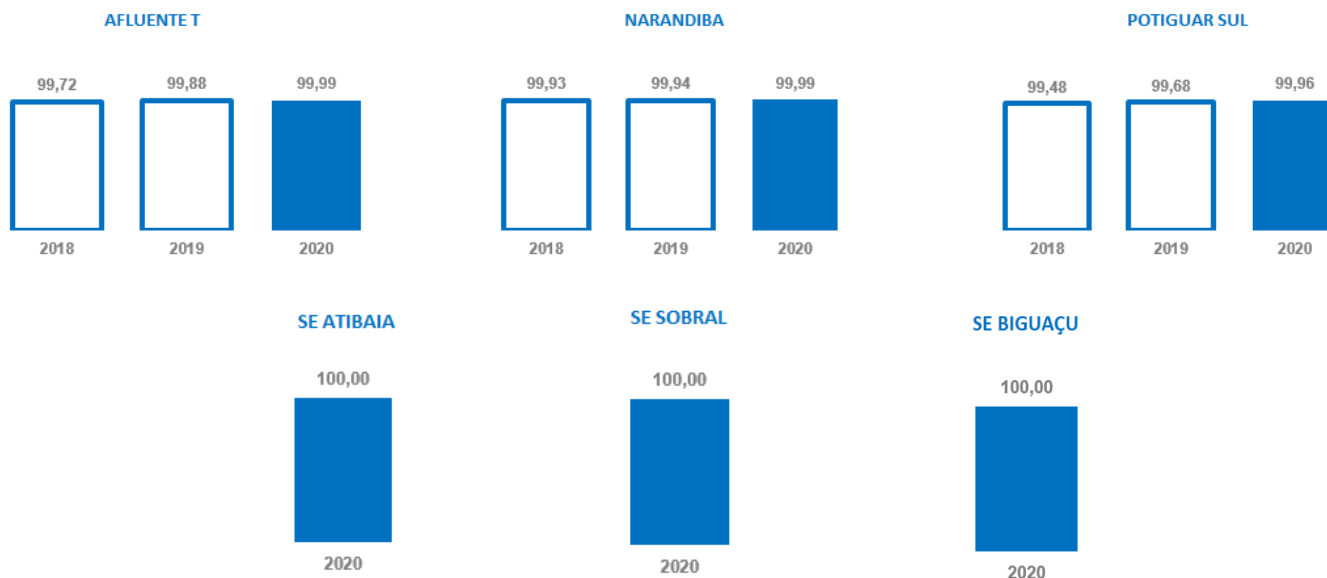
1.1.2. Transmissoras

No 3T20, estavam em operação seis ativos de transmissão (Afluentes T, Narandiba, Potiguar Sul, Neoenergia Atibaia Transmissão de Energia, Neoenergia Sobral Transmissão de Energia e Neoenergia Biguaçu Transmissão de Energia), além da entrega do trecho Nova Porto Primavera - Rio Brilhante (147 km) do lote 4 do Leilão de 2017 em julho de 2020.

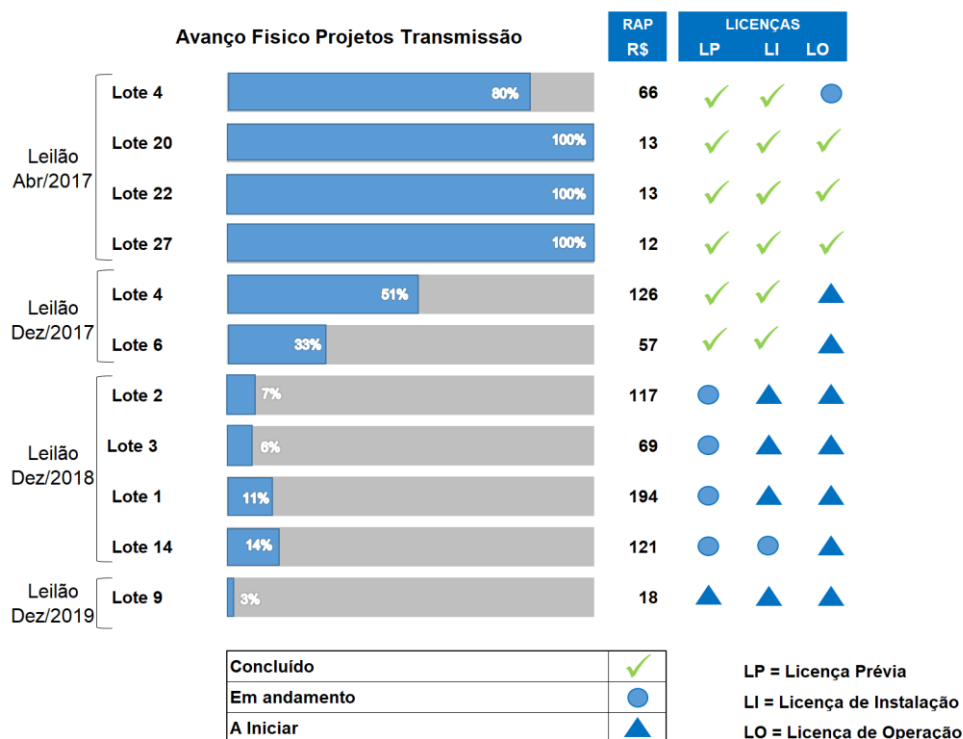
AFLUENTE T (Extensão Total 489,1 Km)				
Linhas de Transmissão				
LT 230 KV Itagibá - Funil C-1 LT 230 KV Brumado II - Itagibá C-1 LT 230 KV Ford - Pólo C-2 LT 230 KV Pólo - Camaçari IV C-2 LT 230 KV Ford - Pólo C-1 LT 230 KV Pólo - Camaçari IV C-1 LT 230 KV Tomba - Governador Mangabeira C-1 LT 230 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 Nandiba 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 setembro 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, confirmando a rentabilidade prevista pela Neoenergia.

Leilão de Abril/2017

- Lote 20 (Atibaia) – 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 (Sobral) – 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 22 (Biguaçu) – 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.
- Lote 4 (Dourados) – Em julho foi entregue 1 trecho, a LT Nova Porto Primavera - Rio Brilhante (147 km e 230 kV) do total de 5, já com liberação de RAP parcial com 25 meses de antecedência em relação ao prazo contratual da Aneel (agosto de 2022).

Leilão de Dezembro/2017

- Lote 4 (Jalapão) – Obras em andamento com expectativa de antecipação em relação ao *Business Plan*;
- Lote 6 (Santa Luzia) – Obras em andamento com expectativa de antecipação em relação ao *Business Plan*.

Leilão de Dezembro/2018:

- Lotes 1 (Vale do Itajaí), 2 (Guanabara) e 3 (Itabapoana) – Em fase de licenciamentos;
- Lote 14 (Lagoa dos Patos) – Licença de Instalação obtida para as duas subestações (SE Marmeleiros-2 e SE Livramento-3).

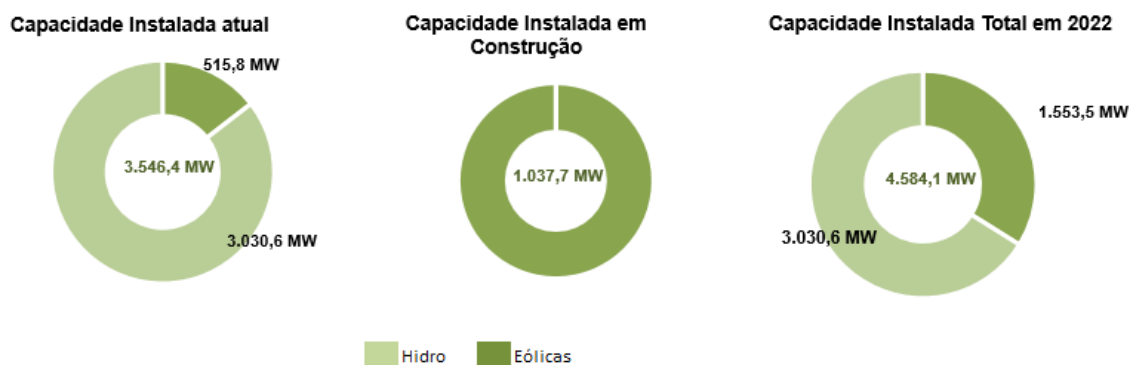
Em setembro foram realizadas 4 audiências públicas virtuais, sendo 03 do Ibama (Lotes 1, 2, 3 e 14) e 1 da FEPAM (lote 14 - órgão estadual do RS). No dia 09 de outubro foi obtida a Licença Prévia da Linha 500 kV Povo Novo (lote 14), 15 dias após a realização da respectiva audiência pública virtual. Com relação ao Lote 1 de Santa Catarina obtivemos LP para as subestações Gaspar 2, Indaial e Rio do Sul, além das linhas de 104 Km de 230 kV e de 28 Km de 500 kV.

Leilão de Dezembro/2019:

- Lote 9, localizado na Bahia, em região do agronegócio, e próximo ao lote 4 do leilão de dez/17, gerando sinergias. Compreende 1 linha de transmissão de 210 km e 2 subestações. DUP emitida, CAPEX Aneel estimado de R\$ 303 milhões e Receita Anual Permitida (RAP) de R\$ 18 milhões. No 3T20 foram concluídos os estudos ambientais e o empreendimento está na fase de emissão da LP.

1.2. Renováveis

A 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 3T20, a Companhia atuou no segmento de geração renovável por meio de 17 parques eólicos em operação, 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	30,0	13,0	28/10/2042
EOL Caetité 2	100%	BA	Caetité	30,0	14,7	06/02/2046
EOL Caetité 3	100%	BA	Caetité	30,0	11,2	23/02/2046
EOL Calango 1	100%	RN	Bodó e Santana do Mato	30,0	13,9	27/04/2046
EOL Calango 3	100%	RN	Bodó, Santana do Mato e Lagoa Nova	30,0	13,9	29/05/2046
EOL Rio do Fogo (ENERBRASIL)	100%	RN	Rio do Fogo	49,3	17,9	18/12/2031
EOL Arizona 1	100%	RN	Rio do Fogo	28,0	12,9	03/03/2046
EOL Mel 2	100%	RN	Areia Branca	20,0	8,8	27/02/2046
EOL Calango 6	100%	RN	Bodó e Cerro Corá	30,0	18,5	19/11/2049
EOL Santana 1	100%	RN	Bodó, Lagoa Nova e Cerro Corá	30,0	17,3	13/11/2049
EOL Santana 2	100%	RN	Bodó e Lagoa Nova	24,0	13,1	13/11/2049
EOL Calango 2	100%	RN	Bodó	30,0	12,8	08/05/2046
EOL Calango 4	100%	RN	Bodó	30,0	12,8	18/05/2046
EOL Calango 5	100%	RN	Bodó	30,0	13,7	01/06/2046
EOL Canoas	100%	PB	São José do Sabugi e Junco do Seridó	31,5	17,7	03/08/2050
EOL Lagoa 2	100%	PB	São José do Sabugi e Santa Luzia	31,5	17,5	03/08/2050
EOL Lagoa 1	100%	PB	São José do Sabugi e Santa Luzia	31,5	18,7	03/08/2050

No 3T20 a energia eólica gerada foi de 665 GWh, em linha com o 3T19 (+0,33%) e de 1.318 GWh no 9M20 (-6,97% vs. 9M19) devido a menores ventos no primeiro semestre. A disponibilidade no 3T20 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 pontuais no início da pandemia da Covid-19, as obras do Complexo Chafariz se encontram normalizadas, com mais de 1.400 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 (com participação direta e indireta): Itapebi, Corumbá, Baguari, Dardanelos, Teles Pires, Baixo Iguaçu e Belo Monte.

Hidrelétricas em operação	Participação Neoenergia (Direta e Indireta)	Estado	Localidade	Capacidade Instalada (MW)	Energia Assegurada (MW)	Fim da Concessão
UHE Itapebi	100%	BA	Rio Jequitinhonha	462,0	209,1	31/08/2035
UHE Corumbá III	70%	GO	Rio Corumbá	96,5	49,3	14/02/2037
UHE Baguari I	51%	MG	Rio Doce	140,0	84,7	14/08/2041
UHE Dardanelos - Águasda Pedra	51%	MT	Rio Aripuanã	261,0	154,9	02/01/2043
Teles Pires	51%	MT / PA	Rio Teles Pires	1.819,8	930,7	06/06/2046
Belo Monte	10%	PA	Rio Xingu	11.233,1	4.571,0	25/08/2045
Baixo Iguaçu - Geração Céu Azul	70%	PR	Rio Iguaçu	350,2	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 terceiro trimestre de 2020 houve uma geração de energia 77,91% inferior ao mesmo período de 2019, atingindo 237 GWh (vs. 1.073 GWh no 3T19). Essa variação é explicada pela menor quantidade de dias de operação no 3T20 vs. 3T19. No 3T20 foram 73 dias de parada, sendo 8 dias para manutenção, 5 dias por falta de fornecimento de gás e 60 dias por não despacho, ao passo que no 3T19 foram 6 dias de parada. Importante frisar que o efeito no resultado da Termopernambuco é nulo, haja vista a compra de energia a preços inferiores ao seu custo variável unitário, para suprir seus contratos de venda.

No acumulado dos nove meses de 2020, houve uma geração de energia 36,52% inferior ao 9M19, chegando a 1.356 GWh (vs. 2.136 GWh no 9M19). Essa redução se deve também à menor quantidade de dias em operação em 2020, já que no 9M20 a planta ficou parada por 165 dias, sendo 30 dias para manutenção, 5 dias por falta de fornecimento de gás e 130 por não ter sido despachada, enquanto no mesmo período de 2019 a planta ficou 103 dias sem operar.

2. DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO

2.1. Consolidado

DRE CONSOLIDADO (R\$ MM)	3T20	3T19	Variação		9M20	9M19	Variação	
			R\$	%			R\$	%
Receita Operacional Líquida ⁽¹⁾	7.775	6.915	860	12%	21.136	20.407	729	4%
Custos Com Energia ⁽²⁾	(5.266)	(4.814)	(452)	9%	(14.211)	(14.153)	(58)	0%
Margem Bruta s/VNR	2.509	2.101	408	19%	6.925	6.254	671	11%
Ativo Financeiro da Concessão (VNR)	131	194	(63)	(32%)	145	400	(255)	-64%
MARGEM BRUTA	2.640	2.295	345	15%	7.070	6.654	416	6%
Despesa Operacional (PMSO)	(758)	(739)	(19)	3%	(2.226)	(2.286)	60	-3%
PECLD	(104)	(85)	(19)	22%	(421)	(224)	(197)	88%
(+) Equivalência Patrimonial	(14)	36	(50)	(139%)	(28)	62	(90)	-145%
EBITDA	1.764	1.507	257	17%	4.395	4.206	189	4%
Depreciação	(408)	(369)	(39)	11%	(1.188)	(1.087)	(101)	9%
Resultado Financeiro	(197)	(310)	113	(36%)	(680)	(973)	293	-30%
IR/CS	(316)	(211)	(105)	50%	(651)	(479)	(172)	36%
Minoritário	(29)	(17)	(12)	71%	(63)	(56)	(7)	13%
LUCRO LÍQUIDO	814	600	214	36%	1.813	1.611	202	13%

⁽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\$ 2.640 milhões no 3T20, aumento de R\$ 345 milhões vs. 3T19 explicados pelos efeitos dos Reajustes Tarifários Anuais de abril de 2020 de Coelba, Celpe e Cosern, e pelos efeitos da Revisão Tarifária da Elektro em agosto de 2019, bem como do seu reajuste em agosto de 2020, além da aplicação do IFRS15 na transmissão de R\$ 174 milhões (+R\$ 126 milhões vs. 3T19). Esse resultado foi arrefecido por um menor VNR decorrente do reconhecimento positivo no 3T19 de R\$ 157,4 milhões, pós revisão tarifária da Elektro, por menor glosa e maior BRR.

No 9M20, o resultado foi de R\$ 7.070 milhões, R\$ 416 milhões acima do 9M19 também impactado 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 e seu reajuste em agosto de 2020, além da aplicação de R\$ 398 milhões de IFRS15 na transmissão (+R\$ 252 milhões vs. 9M19). Esses efeitos foram arrefecidos pelos impactos negativos da Covid-19 (-R\$ 167 milhões) sobretudo no 2T20, e pelo menor VNR (-R\$ 255 milhões), conforme citado acima.

As Despesas Operacionais da Neoenergia totalizaram R\$ 758 milhões no 3T20 (+3% vs. 3T19) onde reflete a aceleração de despesas pontuais de ações de cobrança e R\$ 2.226 milhões no 9M20 (-3% vs. 9M19), comprovando sua disciplina de custos, capaz de absorver tanto a inflação quanto o crescimento da base de clientes das distribuidoras e o aumento de *headcount* em função dos processos de primarização de atividades operacionais das distribuidoras.

A PECLD foi de R\$ 104 milhões significativamente menor que o observado no 2T20 quando atingiu R\$ 209 milhões, devido a R\$ 127 milhões provisionados em virtude da pior arrecadação durante o ápice da crise da

Covid-19. A PECLD retornou aos patamares pré-Covid. Na comparação com o 3T19, houve um aumento de R\$ 19 milhões em virtude de uma reversão ocorrida na holding em 2019 no mesmo montante, explicado pelo pagamento de um recebível que estava provisionado.

Na visão 9M20 a PECLD foi de R\$ 421 milhões, R\$ 197 milhões acima do 9M19, sendo R\$ 166 milhões reflexos da crise da Covid-19.

Cabe acrescentar que houve impacto negativo de R\$ 50 milhões na equivalência patrimonial no 3T20 vs. 3T19, 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. Além disso, no trimestre foi registrada maior depreciação por maior número de máquinas em operação comercial e maior resultado financeiro por menor capitalização de dívidas. No 9M20, frustração de R\$ 90 milhões vs. 9M19 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 à diferença de imposto diferido na usina.

Como resultado dos efeitos apresentados, o EBITDA encerrou o 3T20 em R\$ 1.764 milhões, 17% acima do 3T19, confirmando a retomada da economia, a manutenção da eficiência e o avanço na construção dos projetos de transmissão. No acumulado do ano, o EBITDA foi de R\$ 4.395 milhões, +4% em relação ao 9M19, ainda que negativamente impacto, sobretudo no 2T20, pelos reflexos da Covid-19 em -R\$ 333 milhões nas distribuidoras, sendo -R\$ 167 milhões por um menor mercado e -R\$ 166 milhões por uma maior PECLD e - R\$10 milhões na Comercializadora.

A Neoenergia registrou Lucro Líquido no trimestre foi de R\$ 814 milhões (+36% vs. 3T19) e no 9M20 foi de R\$ 1.813 milhões (+13% vs. 9M19), em virtude do melhor resultado financeiro no período além das razões supracitadas.

2.2. Redes

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

DRE REDES (R\$ MM)	3T20	3T19	Variação		9M20	9M19	Variação	
			R\$	%			R\$	%
Receita Líquida	7.432	6.453	979	15%	20.283	19.129	1.154	6%
Custos Com Energia	(5.313)	(4.663)	(650)	14%	(14.356)	(13.739)	(617)	4%
Margem Bruta s/ VNR	2.119	1.790	329	18%	5.927	5.390	537	10%
Ativo Financeiro da Concessão (VNR)	131	194	(63)	(32%)	145	400	(255)	(64%)
Margem Bruta	2.250	1.984	266	13%	6.072	5.790	282	5%
Despesa Operacional (PMSO)	(619)	(607)	(12)	2%	(1.828)	(1.921)	93	(5%)
PECLD	(104)	(106)	2	(2%)	(421)	(239)	(182)	76%
EBITDA	1.527	1.271	256	20%	3.823	3.630	193	5%
Depreciação	(305)	(267)	(38)	14%	(875)	(786)	(89)	11%
Resultado Financeiro	(131)	(283)	152	(54%)	(540)	(862)	322	(37%)
IR CS	(286)	(184)	(102)	55%	(607)	(426)	(181)	42%
LUCRO LÍQUIDO	805	537	268	50%	1.801	1.556	245	16%

O segmento de Redes encerrou o 3T20 com Margem Bruta de R\$ 2.250 milhões, R\$ 266 milhões acima do 3T19, pelos efeitos dos Reajustes Tarifários Anuais de abril de 2020 de Coelba, Celpe e Cosern, e pelos efeitos da Revisão Tarifária Periódica da Elektro em agosto de 2019, bem como do seu reajuste em agosto de 2020, além da aplicação do IFRS15 na transmissão de R\$ 174 milhões (maior em R\$ 126 milhões vs 3T19), arrefecido por um menor VNR decorrente do reconhecimento positivo no 3T19 de R\$ 157,4 milhões, pós revisão tarifária da Elektro, por menor glosa e maior BRR.

No 9M20, o resultado foi de R\$ 6.072 milhões, melhor em R\$ 282 milhões na comparação com o 9M19 também impactado 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 e seu reajuste em agosto de 2020, além da aplicação de R\$ 398 milhões de IFRS15 na transmissão (+R\$ 252 milhões vs. 9M19). Esses efeitos foram arrefecidos pelos impactos negativos da Covid-19 (-R\$ 167 milhões) sobretudo no 2T20, e pelo menor VNR (-R\$ 255 milhões), conforme citado acima.

No que tange as Despesas Operacionais foram registrados R\$ 619 milhões no 3T20 (+2% vs. 3T19) relacionado à aceleração das ações de cobrança e R\$ 1.828 milhões no 9M20 (-5% vs. 9M19), absorvendo tanto o crescimento da base de clientes das distribuidoras quanto a inflação do período e o aumento de *headcount* em função dos processos de primarização de suas distribuidoras, comprovando sua disciplina de custos.

A PECLD foi de R\$ 104 milhões, R\$ 2 milhões abaixo 3T19 e R\$ 105 milhões abaixo do registrado no 2T20 (de R\$ 209 milhões) o que demonstra o êxito das ações da cobrança, impulsionada pela retomada de suspensão do fornecimento de energia que vem permitindo a reversão de provisões feitas e a recuperação das contas em aberto. No 9M20, a PECLD foi de R\$ 421 milhões, R\$ 182 milhões acima do 9M19, dos quais R\$ 166 milhões refletem os impactos da Covid-19.

Como resultado dos efeitos apresentados, o EBITDA de Redes encerrou o 3T20 em R\$ 1.527 milhões, aumento de 20% em comparação ao 3T19, confirmando a retomada da economia, a manutenção da eficiência e o avanço na construção dos projetos de transmissão. No 9M20, o EBITDA foi de R\$ 3.823 milhões, +5% vs. 9M19, apesar do impacto de -R\$ 333 milhões da Covid-19, sendo -R\$ 167 milhões por menor mercado e -R\$ 166 milhões por menor arrecadação.

O Lucro Líquido no trimestre foi de R\$ 805 milhões (+50% vs. 3T19) e de R\$ 1.801 milhões no 9M20 (+16% vs. 9M19), em virtude do melhor resultado financeiro no período além das razões supracitadas.

2.2.1. COELBA

DRE COELBA (R\$ MM)	3T20	3T19	Variação		9M20	9M19	Variação	
			R\$	%			R\$	%
Receita Líquida	2.724	2.608	116	4%	7.498	7.478	20	0%
Custos com Energia	(1.892)	(1.807)	(85)	5%	(5.057)	(5.076)	19	(0%)
Ativo Financeiro da Concessão (VNR)	66	19	47	247%	76	128	(52)	(41%)
Margem Bruta	898	820	78	10%	2.517	2.530	(13)	(1%)
Despesa Operacional (PMSO)	(274)	(274)	-	-	(794)	(843)	49	(6%)
PECLD	(32)	(34)	2	(6%)	(130)	(80)	(50)	63%
EBITDA	592	512	80	16%	1.593	1.607	(14)	(1%)
Depreciação	(144)	(125)	(19)	15%	(412)	(362)	(50)	14%
Resultado Financeiro	(64)	(130)	66	(51%)	(249)	(371)	122	(33%)
IR CS	(83)	(49)	(34)	69%	(183)	(140)	(43)	31%
LUCRO LÍQUIDO	301	208	93	45%	749	734	15	2%

A Coelba encerrou 3T20 com Margem Bruta de R\$ 898 milhões, aumento de 10% em relação ao 3T19, devido ao aumento médio de 5% do reajuste tarifário de abril/20 (+R\$ 118 milhões) e pelo maior VNR (+R\$ 47 milhões), explicado pelo maior IPCA no período (+0,98 p.p.). No 9M20, a Margem Bruta ficou apenas 1% abaixo em relação ao 9M19, apesar dos impactos da pandemia da ordem de -R\$ 128 milhões.

O PMSO foi de R\$ 274 milhões no 3T20 em linha com o 3T19 e de R\$ 794 milhões no 9M20 (-6% vs. 9M19). A Coelba continua absorvendo tanto o crescimento da base de clientes (+1,8% vs. 3T19) quanto à inflação do período e segue seu plano de primarização de processos operacionais.

No 3T20, a PECLD totalizou R\$ 32 milhões, queda de R\$ 2 milhões vs. 3T19 e R\$ 33 milhões abaixo do registrado no 2T20, o que demonstra o êxito das ações da cobrança, impulsionada pela retomada de suspensão do fornecimento de energia que vem permitindo a reversão de provisões feitas. Já no 9M20, a PECLD foi de R\$ 130 milhões, R\$ 50 milhões acima do 9M19, sendo que R\$ 44 milhões são decorrentes da crise da Covid-19.

Ainda sobre a PECLD, é importante lembrar que desde o 3T19, a Coelba 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).

Como resultado das variações citadas acima, o EBITDA no 3T20 foi de R\$ 592 milhões, incremento de 16% vs. 3T19. No 9M20, o EBITDA foi de R\$ 1,6 bilhão, redução de 1% vs. 9M19. Esta queda é explicada pelos efeitos da Covid, sobretudo no 2T20, no mercado (-R\$ 128 milhões) e na PECLD (-R\$ 44 milhões), totalizando um impacto negativo de R\$ 172 milhões no acumulado do ano.

O Lucro Líquido no 3T20 foi de R\$ 301 milhões (+45% vs. 3T19) e de R\$ 749 milhões (+2% vs. 9M19).

2.2.2. CELPE

DRE CELPE (R\$ MM)	3T20	3T19	Variação		9M20	9M19	Variação	
			R\$	%			R\$	%
Receita Líquida	1.595	1.445	150	10%	4.551	4.414	137	3%
Custos com Energia	(1.195)	(1.075)	(120)	11%	(3.386)	(3.276)	(110)	3%
Ativo Financeiro da Concessão (VNR)	25	7	18	257%	27	46	(19)	(41%)
Margem Bruta	425	377	48	13%	1.192	1.184	8	1%
Despesa Operacional (PMSO)	(158)	(148)	(10)	7%	(486)	(501)	15	(3%)
PECLD	(30)	(41)	11	(27%)	(157)	(88)	(69)	78%
EBITDA	237	188	49	26%	549	595	(46)	(8%)
Depreciação	(74)	(67)	(7)	10%	(211)	(192)	(19)	10%
Resultado Financeiro	(29)	(83)	54	(65%)	(155)	(258)	103	(40%)
IR CS	(31)	(9)	(22)	244%	(45)	(35)	(10)	29%
LUCRO LÍQUIDO	103	29	74	255%	138	110	28	25%

A Celpe encerrou o 3T20 com Margem Bruta de R\$ 425 milhões, aumento de 13% em relação ao 3T19, devido ao aumento médio de 5,16% do reajuste tarifário de abril/20 e pela maior VNR (+R\$ 18 milhões), explicado pelo maior IPCA no período (+0,98 p.p.). No 9M20, a Margem Bruta ficou 1% acima do 9M19, chegando a R\$ 1.192 milhões, apesar dos impactos da pandemia da ordem de -R\$ 24 milhões.

O PMSO foi de R\$ 158 milhões no 3T20 (+7% vs. 3T19) por aumento das ações de cobrança e de R\$ 486 milhões no 9M20 (-3% vs. 9M19). A Celpe continua absorvendo tanto o crescimento da base de clientes (+1,7% vs. 3T19) quanto à inflação do período e segue seu plano de primarização de processos operacionais.

No 3T20, a PECLD totalizou R\$ 30 milhões, queda de R\$ 11 milhões vs. 3T19 e R\$ 52 milhões abaixo do registrado no 2T20, o que demonstra o êxito das ações da cobrança, impulsionada pela retomada de suspensão do fornecimento de energia. Já no 9M20, a PECLD foi de R\$ 157 milhões, R\$ 69 milhões acima do 9M19, sendo que R\$ 55 milhões são decorrentes da crise da Covid-19.

Ainda sobre a PECLD, é importante lembrar que desde o 3T19, a Celpe 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).

Como resultado das variações citadas acima, o EBITDA no 3T20 foi de R\$ 237 milhões, incremento de 26% vs. 3T19. No 9M20, o EBITDA foi de R\$ 549 milhões, redução de R\$ 46 milhões ou 8% vs. 9M19. Esta queda é explicada pelos impactos da crise da Covid-19, que refletiram em -R\$ 24 milhões por um menor mercado e -R\$ 55 milhões via maior PECLD.

O Lucro Líquido no 3T20 foi de R\$ 103 milhões (+255% vs. 3T19) e de R\$ 138 milhões (+25% vs. 9M19).

2.2.3. COSERN

DRE COSERN (R\$ MM)	3T20	3T19	Variação		9M20	9M19	Variação	
			R\$	%			R\$	%
Receita Líquida	683	610	73	12%	1.905	1.901	4	0%
Custos com Energia	(484)	(427)	(57)	13%	(1.320)	(1.377)	57	(4%)
Ativo Financeiro da Concessão (VNR)	14	4	10	250%	14	28	(14)	(50%)
Margem Bruta	213	187	26	14%	599	552	47	9%
Despesa Operacional (PMSO)	(63)	(51)	(12)	24%	(180)	(173)	(7)	4%
PECLD	2	(2)	4	(200%)	(5)	(7)	2	(29%)
EBITDA	152	134	18	13%	414	372	42	11%
Depreciação	(27)	(23)	(4)	17%	(77)	(69)	(8)	12%
Resultado Financeiro	(8)	(25)	17	(68%)	(38)	(71)	33	(46%)
IR CS	(24)	(16)	(8)	50%	(57)	(39)	(18)	46%
LUCRO LÍQUIDO	93	70	23	33%	242	193	49	25%

A Cosern encerrou o 3T20 com margem bruta de R\$ 213 milhões, um aumento de R\$ 26 milhões (vs.3T19) devido ao aumento médio de 3,4% do reajuste tarifário de abril/20 e pelo maior VNR (+R\$ 10 milhões), explicado pelo maior IPCA no período (+0,98 p.p.). No 9M20, a Margem Bruta foi de R\$ 599 milhões, R\$ 47 milhões maior que o 9M19, apesar dos impactos da pandemia da ordem de -R\$ 12 milhões.

As Despesas Operacionais foram de R\$ 63 milhões (+24% vs. 3T19) devido ao aumento pontual com honorários advocatícios e aceleração de ações de corte e cobrança. Já no 9M20, o total foi de R\$ 180 milhões (+4% vs. 9M19), basicamente pela aceleração de ações de corte e cobrança.

No 3T20, a PECLD foi positiva em R\$ 2 milhões em razão de negociações com clientes e reversão. No 9M20, a PECLD foi de R\$ 5 milhões, R\$ 2 milhões abaixo do 9M19, que também confirmando o êxito das ações da cobrança, impulsionada pela retomada de suspensão do fornecimento de energia que vem permitindo a reversão de provisões feitas. Ainda assim, a PECLD da Cosern foi impactada negativamente em -R\$ 9 milhões por conta de reflexos da pandemia, sobretudo no 2T20.

Ainda sobre a PECLD, é importante ressaltar 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).

Como resultado das variações citadas acima, o EBITDA foi de R\$ 152 milhões no 3T20, aumento de R\$ 18 milhões vs. 3T19 e no 9M20 foi de R\$ 414 milhões, R\$ 42 milhões vs. 9M19. Os impactos da crise da Covid-19 foram de -R\$21 milhões, -R\$ 12 milhões por um menor mercado e -R\$ 9 milhões via maior PECLD.

Já o Lucro Líquido foi de R\$ 93 milhões no 3T20 (+33% vs. 3T19) e R\$ 242 milhões no 9M20 (+25% vs. 9M19), explicados pela melhora do EBITDA e do resultado financeiro.

2.2.4. ELEKTRO

DRE ELEKTRO (R\$ MM)	3T20	3T19	Variação		9M20	9M19	Variação	
			R\$	%			R\$	%
Receita Líquida	1.696	1.556	140	9%	4.700	4.703	(3)	(0%)
Custos com Energia	(1.206)	(1.181)	(25)	2%	(3.417)	(3.562)	145	(4%)
(VNR)	26	164	(138)	(84%)	28	198	(170)	(86%)
Margem Bruta	516	539	(23)	(4%)	1.311	1.339	(28)	(2%)
Despesa Operacional (PMSO)	(124)	(141)	17	(12%)	(367)	(412)	45	(11%)
PECLD	(43)	(30)	(13)	43%	(128)	(65)	(63)	97%
EBITDA	349	368	(19)	(5%)	816	862	(46)	(5%)
Depreciação	(61)	(51)	(10)	20%	(176)	(164)	(12)	7%
Resultado Financeiro	(23)	(47)	24	(51%)	(87)	(164)	77	(47%)
IR CS	(89)	(90)	1	(1%)	(186)	(164)	(22)	13%
LUCRO LÍQUIDO	176	180	(4)	(2%)	367	370	(3)	(1%)

A Elektro encerrou o 3T20 com margem bruta de R\$ 516 milhões, redução de R\$ 23 milhões (vs.3T19). A queda é explicada pela menor VNR, uma vez que no 3T19 houve o reconhecimento positivo de R\$ 157,4 milhões, pós revisão tarifária, referente ao Ativo Financeiro da Concessão (VNR), por menor glosa e maior BRR, homologado pela ANEEL no 5º Ciclo de Revisão Tarifária Periódica em agosto/19. Sem esse efeito não recorrente haveria crescimento de cerca de 36% na margem.

Apesar da redução margem bruta no trimestre, observa-se um incremento na receita líquida em virtude da Revisão Tarifária de agosto de 2019, além do Reajuste Tarifário homologado pela ANEEL em 25/08/20, cujo efeito médio percebido pelo consumidor foi de 5,36%, juntamente com o aumento da energia distribuída no período.

Na visão 9M20 observa-se uma margem bruta de R\$ 1.311 milhões praticamente em linha com a observada em 9M19 (-2%). Se desconsiderarmos o efeito não recorrente citado acima no VNR, haveria crescimento de 11%, em virtude do crescimento da base de clientes e da Revisão Tarifária de agosto de 2019, além do Reajuste Tarifário de agosto de 2020.

As Despesas Operacionais totalizaram R\$ 124 milhões no 3T20 e R\$ 367 milhões no 9M20, um desempenho 12% e 11% melhor, respectivamente, que o registrado em 2019.

Com relação à PECLD, o 3T20 encerrou em R\$ 43 milhões, aumento de R\$ 13 milhões vs. 3T19, sendo R\$ 20 milhões por conta da Covid-19. No acumulado dos 9 meses, a PECLD foi de R\$ 128 milhões, dos quais R\$ 58 milhões são decorrentes da crise da Covid-19.

Ainda sobre a PECLD, é importante lembrar que desde o 3T19, a Elektro 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).

Como resultado das variações citadas acima, o EBITDA no 3T20 foi de R\$ 349 milhões e no 9M20 foi de R\$ 816 milhões, ambos com retração de 5% em relação a 2019. Esta queda é explicada pelo menor VNR em virtude da contabilização não recorrente de R\$157,4 milhões observado no 3T19 pós revisão tarifária (menor glosa e maior BRR). Sem esse efeito haveria crescimento de 66% no 3T20 vs. 3T19 e de 16% no 9M20 vs. 9M19. Além do impacto negativo da Covid gerando uma maior PECLD no 3M20 de R\$ 20 milhões e de -58 milhões na visão 9M20.

O Lucro Líquido registrado foi de R\$ 176 milhões no 3T20 e R\$ 367 milhões no 9M20, uma redução de 2% e 1%, respectivamente, quando comparados com o mesmo período do ano anterior.

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)	3T20	3T19	Variação		9M20	9M19	Variação	
			R\$	%			R\$	%
Receita Líquida	263	240	23	10%	715	725	(10)	(1%)
Custos Com Energia	(22)	(50)	28	(56%)	(99)	(123)	24	(20%)
MARGEM BRUTA	241	190	51	27%	616	602	14	2%
Despesa Operacional (PMSO)	(52)	(55)	3	(5%)	(155)	(155)	-	-
PECLD	-	-	-	-	-	(1)	1	(100%)
(+) Equivalência Patrimonial	(14)	36	(50)	(139%)	(28)	62	(90)	(145%)
EBITDA	175	171	4	2%	433	508	(75)	(15%)
Depreciação	(45)	(48)	3	(6%)	(140)	(135)	(5)	4%
Resultado Financeiro	(50)	(37)	(13)	35%	(125)	(115)	(10)	9%
IR/CS	(12)	(11)	(1)	9%	(16)	(54)	38	(70%)
LUCRO LÍQUIDO	68	75	(7)	(9%)	152	204	(52)	(25%)

DRE HIDROS (R\$ MM)	3T20	3T19	Variação		9M20	9M19	Variação	
			R\$	%			R\$	%
Receita Líquida	107	129	(22)	(17%)	407	421	(14)	(3%)
Custos Com Energia	(15)	(37)	22	(59%)	(75)	(93)	18	(19%)
MARGEM BRUTA	92	92	-	-	332	328	4	1%
Despesa Operacional (PMSO)	(25)	(29)	4	(14%)	(75)	(83)	8	(10%)
PECLD	-	-	-	-	-	(1)	1	(100%)
(+) Equivalência Patrimonial	(14)	36	(50)	(139%)	(28)	62	(90)	(145%)
EBITDA	53	99	(46)	(46%)	229	306	(77)	(25%)
Depreciação	(19)	(22)	3	(14%)	(59)	(57)	(2)	4%
Resultado Financeiro	(28)	(17)	(11)	65%	(62)	(45)	(17)	38%
IR/CS	(10)	(7)	(3)	43%	(43)	(42)	(1)	2%
LUCRO LÍQUIDO	(4)	53	(57)	(108%)	65	162	(97)	(60%)

DRE ÉOLICAS (R\$ MM)	3T20	3T19	Variação		9M20	9M19	Variação	
			R\$	%			R\$	%
Receita Líquida	156	111	45	41%	308	304	4	1%
Custos Com Energia	(7)	(13)	6	(46%)	(24)	(30)	6	(20%)
MARGEM BRUTA	149	98	51	52%	284	274	10	4%
Despesa Operacional (PMSO)	(27)	(26)	(1)	4%	(80)	(72)	(8)	11%
EBITDA	122	72	50	69%	204	202	2	1%
Depreciação	(26)	(26)	-	-	(81)	(78)	(3)	4%
Resultado Financeiro	(22)	(20)	(2)	10%	(63)	(70)	7	(10%)
IR/CS	(2)	(4)	2	(50%)	27	(12)	39	(325%)
LUCRO LÍQUIDO	72	22	50	227%	87	42	45	107%

O segmento Renováveis encerrou o 3T20 com Margem Bruta de R\$ 241 milhões (+R\$ 51 milhões vs. 3T19) impactada positivamente pelas eólicas devido ao reajuste de tarifas e sobretudo pela maior aderência à maior performance sazonal da eolicidade. O 9M20 apresentou margem de R\$ 616 milhões, 2% acima do 9M19.

As despesas operacionais no 3T20 foram de R\$ 52 milhões (-R\$ 3 milhões vs. 3T19). No 9M20, o opex foi de R\$ 155 milhões em linha com o 9M19.

Cabe acrescentar que houve impacto negativo de R\$ 50 milhões na equivalência patrimonial no 3T20 vs. 3T19, 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. Além disso, no trimestre foi registrada maior depreciação por maior número de máquinas em operação comercial e maior resultado financeiro. No 9M20, frustração de R\$ 90 milhões vs. 9M19 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 à diferença de imposto diferido.

O EBITDA do segmento Renováveis encerrou o 3T20 em R\$ 175 milhões (+2% vs. 3T19), a boa performance das Eólicas suplantou a frustração de Belo Monte. Na visão 9M20 o EBITDA chegou a R\$ 433 milhões abaixo -15% vs. 9M19 devido a Belo Monte.

O Lucro Líquido do trimestre foi de R\$ 68 milhões (-9% vs. 3T19) e o 9M20 em R\$ 152 milhões (-25% vs. 9M19).

2.4. Liberalizado

DRE LIBERALIZADO (R\$ MM)	3T20	3T19	Variação		9M20	9M19	Variação	
			R\$	%			R\$	%
Receita Líquida	551	707	(156)	(22%)	1.625	1.954	(329)	(17%)
Custos Com Energia	(397)	(581)	184	(32%)	(1.228)	(1.677)	449	(27%)
Margem Bruta	154	126	28	22%	397	277	120	43%
Despesa Operacional (PMSO)	(37)	(27)	(10)	37%	(118)	(83)	(35)	42%
EBITDA	117	99	18	18%	279	194	85	44%
Depreciação	(15)	(13)	(2)	15%	(46)	(38)	(8)	21%
Resultado Financeiro	(15)	(33)	18	(55%)	(56)	(80)	24	(30%)
IR CS	(16)	(15)	(1)	7%	(24)	3	(27)	(900%)
LUCRO LÍQUIDO	71	38	33	87%	153	79	74	94%

DRE TERMOPERNAMBUCO (R\$ MM)	3T20	3T19	Variação		9M20	9M19	Variação	
			R\$	%			R\$	%
Receita Líquida	282	275	7	3%	824	738	86	12%
Custos Com Energia	(157)	(167)	10	(6%)	(452)	(415)	(37)	9%
Margem Bruta	125	108	17	16%	372	323	49	15%
Despesa Operacional (PMSO)	(22)	(20)	(2)	10%	(82)	(65)	(17)	26%
Eq. Patrimonial	(2)	4	(6)	(150%)	27	29	(2)	(7%)
EBITDA	101	92	9	10%	317	287	30	10%
Depreciação	(14)	(13)	(1)	8%	(42)	(37)	(5)	14%
Resultado Financeiro	(11)	(29)	18	(62%)	(49)	(76)	27	(36%)
IR CS	(13)	(12)	(1)	8%	(32)	(19)	(13)	68%
LUCRO LÍQUIDO	63	38	25	66%	194	155	39	25%

DRE NC (R\$ MM)	3T20	3T19	Variação		9M20	9M19	Variação	
			R\$	%			R\$	%
Receita Líquida	269	432	(163)	(38%)	801	1.216	(415)	(34%)
Custos Com Energia	(239)	(414)	175	(42%)	(776)	(1.262)	486	(39%)
Margem Bruta	30	18	12	67%	25	(46)	71	(154%)
Despesa Operacional (PMSO)	(16)	(8)	(8)	100%	(37)	(18)	(19)	106%
EBITDA	14	10	4	40%	(12)	(64)	52	(81%)
Depreciação	(1)	-	(1)	-	(4)	(1)	(3)	300%
Resultado Financeiro	(4)	(3)	(1)	33%	(7)	(3)	(4)	133%
IR CS	(3)	(3)	-	-	8	22	(14)	(64%)
LUCRO LÍQUIDO	6	4	2	50%	(15)	(46)	31	(67%)

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\$ 154 milhões no 3T20, crescimento de R\$ 28 milhões vs. 3T19 influenciado pelo impacto do reajuste tarifário e pela compra de energia a um menor PLD de Termopernambuco (+ R\$ 17 milhões) e pelo novo posicionamento comercial da NC, (+ R\$ 12 milhões). No 9M20, a Margem Bruta do segmento foi de R\$ 397 milhões (+R\$ 120 milhões vs. 9M19), impactada em +R\$ 49 milhões pela Termopernambuco e +R\$ 71 milhões pela NC.

O PMSO no 3T20 foram de R\$ 37 milhões (+R\$10 milhões vs. 3T19). No 9M20, as despesas somaram R\$ 118 milhões (+R\$ 35 milhões vs. 9M19), explicado, principalmente, pelo reajuste dos contratos de O&M de Termopernambuco.

O EBITDA de Liberalizado foi de R\$ 117 milhões no trimestre (+R\$ 18 milhões vs. 3T19) e no 9M20 foi de R\$ 279 milhões (+R\$ 85 milhões vs. 9M19), impactado pelos efeitos do reajuste de tarifa e pela compra de energia a um menor PLD de Termopernambuco e pelo novo posicionamento comercial da NC.

O Lucro Líquido foi de R\$ 71 milhões no 3T20 (+R\$ 33 milhões vs. 3T19) e de R\$ 153 milhões no 9M20 (+R\$ 74 milhões vs. 9M19).

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)	3T20	3T19	Variação		9M20	9M19	Variação	
			R\$	%			R\$	%
Lucro líquido do período (A)	814	600	214	36%	1.813	1.611	202	13%
Lucro Atribuído aos minoritários	(29)	(17)	(12)	71%	(63)	(56)	(7)	13%
Despesas financeiras (B)	(398)	(406)	8	(2%)	(1.171)	(1.294)	123	(10%)
Receitas financeiras (C)	168	132	36	27%	421	394	27	7%
Outros resultados financeiros, líquidos (D)	33	(36)	69	(192%)	70	(73)	143	(196%)
Imposto de renda e contribuição social (E)	(316)	(211)	(105)	50%	(651)	(479)	(172)	36%
Depreciação e Amortização (F)	(408)	(369)	(39)	11%	(1.188)	(1.087)	(101)	9%
EBITDA = (A)-(B+C+D+E+F)	1.764	1.507	257	17%	4.395	4.206	189	4%

4. RESULTADO FINANCEIRO

RESULTADO FINANCEIRO LÍQUIDO (R\$ MM)	3T20	3T19	Variação		9M20	9M19	Variação	
			R\$	%			R\$	%
Renda de aplicações financeiras	29	53	(24)	(45%)	106	147	(41)	(28%)
Encargos, variações monetárias e cambiais e instrumentos financeiros derivativos de dívida	(252)	(335)	83	(25%)	(753)	(1.019)	266	(26%)
Outros resultados financeiros não relacionados a dívida	26	(28)	54	(193%)	(33)	(101)	68	(67%)
Juros, comissões e acréscimo moratório	137	41	96	234%	292	145	147	101%
Variações monetárias e cambiais - outros	(11)	(13)	2	(15%)	(44)	(29)	(15)	52%
Atualização provisão para contingências / depósitos judiciais	(45)	(26)	(19)	73%	(130)	(79)	(51)	65%
Atualização do ativo / passivo financeiro setorial	(1)	15	(16)	(107%)	2	37	(35)	(95%)
Obrigações pós emprego	(15)	(20)	5	(25%)	(45)	(61)	16	(26%)
Outras receitas (despesas) financeiras líquidas	(39)	(25)	(14)	56%	(108)	(114)	6	(5%)
Total	(197)	(310)	113	(36%)	(680)	(973)	293	(30%)

O Resultado Financeiro da Neoenergia foi de -R\$ 197 milhões no 3T20 (+R\$ 113 milhões vs. 3T19) e de -R\$ 680 milhões no 9M20 (+R\$ 293 milhões vs. 9M19). As variações, tanto no trimestre quanto no acumulado, são explicadas por menor despesa com encargos de dívida (+R\$ 83 milhões no 3T20 e +R\$ 266 milhões no 9M20) devido, principalmente, a redução de 1,03 ponto percentual do CDI, principal indexador da dívida do grupo (57% do endividamento do grupo está atrelado ao indexador). Adicionalmente, a rubrica de acréscimo moratório também teve aumento, uma vez que é reajustado pelo IGPM, que foi maior no período.

Na tabela abaixo apresentamos os principais indexadores:

Índices	3T20	3T19	Δ (p.p.)
CDI	0,51%	1,54%	(1,03)
TJLP	4,91%	5,95%	(1,04)
Δ USD ¹	0,1647	0,3322	(16,75)
IPCA ²	0,86%	0,31%	0,55

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

5. INVESTIMENTOS

O Grupo Neoenergia fez investimento total de R\$ 1,87 bilhão no 3T20 e de R\$ 4,2 bilhões no 9M20 nas companhias que consolida, conforme visão gerencial abaixo:

CAPEX Neoenergia (R\$ milhões)	3T20	3T19	Δ %	9M20	9M19	Δ %
Redes	1.548	1.089	42%	3.620	2.774	31%
Distribuidoras	1.038	928	12%	2.504	2.350	7%
Transmissoras	510	160	217%	1.116	424	163%
Renováveis	296	51	485%	501	100	403%
Liberalizado	32	34	(6%)	86	96	(10%)
Holding	0	1	(33%)	1	1	(40%)
TOTAL	1.876	1.173	60%	4.208	2.970	42%

5.1. Controladas e Coligadas

Os investimentos realizados pelas companhias de controle conjunto ou coligadas corresponderam aos montantes de R\$ 38 milhões no 3T20 e R\$ 46 milhões no 9M20.

Controladas e Coligadas*	3T20	3T19	Δ %	9M20	9M19	Δ %
EAPSA	1	0	350%	1	0	450%
Teles Pires	1	23	(96%)	1	23	(94%)
Belo Monte	36	61	(40%)	44	69	(37%)
Total	38	83	(54%)	46	93	(51%)

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

5.2. Redes

5.2.1. Distribuição

No 9M20, o capex das distribuidoras do Grupo foi de R\$ 2.504 milhões, dos quais R\$ 1.552 milhões foram destinados à expansão de redes, R\$ 367 milhões à renovação de ativos, R\$ 264 milhões à melhoria de redes e R\$ 408 milhões a projetos de combate a perdas, inadimplência e outros.

INVESTIMENTOS REALIZADOS (EM R\$ MM)	 COELBA	 CELPE	 COSERN	 ELEKTRO	CONSOLIDADO	
	3T20	3T20	3T20	3T20	3T20	9M20
Expansão de Rede	(371)	(95)	(54)	(106)	(627)	(1.552)
Programa Luz para Todos	(143)	-	-	-	(143)	(379)
Novas Ligações	(106)	(61)	(20)	(51)	(238)	(671)
Novas SE's e RD's	(123)	(34)	(34)	(55)	(246)	(502)
Renovação de Ativos	(42)	(34)	(14)	(39)	(129)	(367)
Melhoria da Rede	(66)	(21)	(15)	(24)	(126)	(264)
Perdas e Inadimplência	(25)	(21)	(6)	(7)	(59)	(169)
Outros	(59)	(37)	(18)	(21)	(135)	(239)
Movimentação Material (Estoque x Obra)	(73)	(11)	(13)	(19)	(116)	(348)
(=) Investimento Bruto	(636)	(220)	(120)	(217)	(1.192)	(2.939)
SUBVENÇÕES	26	6	-	6	38	86
(=) Investimento Líquido	(610)	(214)	(120)	(210)	(1.154)	(2.853)
Movimentação Material (Estoque x Obra)	73	11	13	19	116	348
(=) CAPEX	(537)	(203)	(107)	(192)	(1.038)	(2.504)
BAR	(59)	(37)	(18)	(21)	(135)	(239)
BRR	(504)	(172)	(89)	(177)	(942)	(2.303)

5.2.2. Transmissão

No 9M20, o Capex das transmissoras foi de R\$ 1.116 milhões, R\$ 693 milhões acima do 9M19.

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, 22 e 27 e 1 trecho do lote 4, entregue em julho de 2020, com início de recebimento da RAP. 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

Os investimentos realizados nos parques eólicos somaram R\$ 459 milhões no 9M20, 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\$ 42 milhões no 9M20, essencialmente *sustaining* CAPEX, foram R\$ 25 milhões menores que no 9M19, majoritariamente em função da execução das obras de Baixo Iguaçu em 2019.

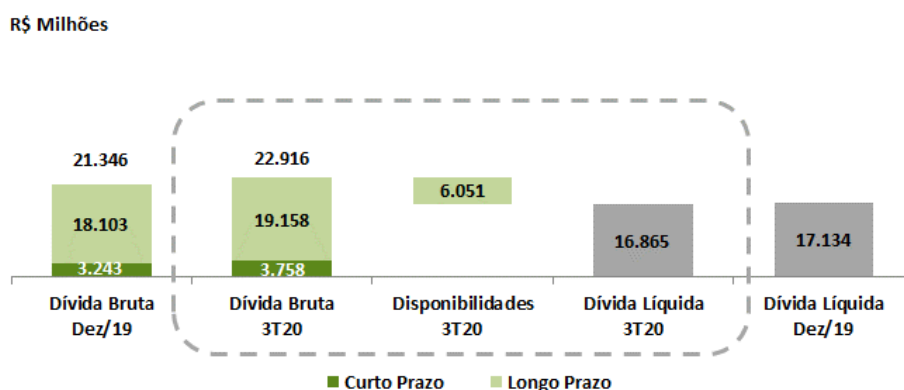
5.4. Liberalizado

A Termopernambuco realizou investimentos no montante de R\$ 31,4 milhões no 3T20, 6,5% inferior ao realizado no 3T19, devido à aquisição de materiais em 2019. No 9M20 a usina apresentou R\$ 85,7 milhões em investimentos, 10,4% inferior ao apresentado no 9M19, devido à compra do rotor de baixa pressão da turbina a vapor em 2019.

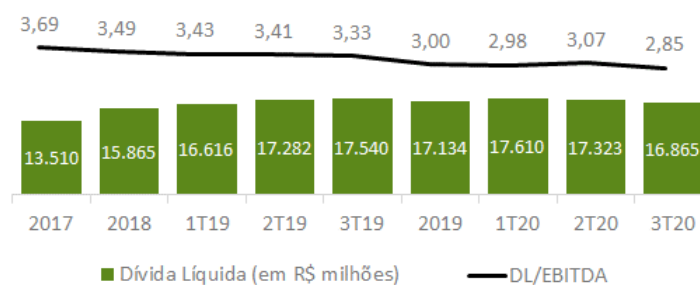
6. ENDIVIDAMENTO

6.1. Posição de Dívida e Alavancagem Financeira

Em setembro de 2020, a dívida bruta consolidada da Neoenergia, incluindo empréstimos, financiamentos, debêntures e instrumentos financeiros, atingiu R\$ 22.916 milhões (dívida líquida R\$ 16.865 milhões), apresentando um aumento de 7% (R\$ 1.570 milhões) em relação a dezembro de 2019. Em relação a segregação do saldo devedor, a Neoenergia possui 84% da dívida contabilizada no longo prazo e 16% no curto prazo.

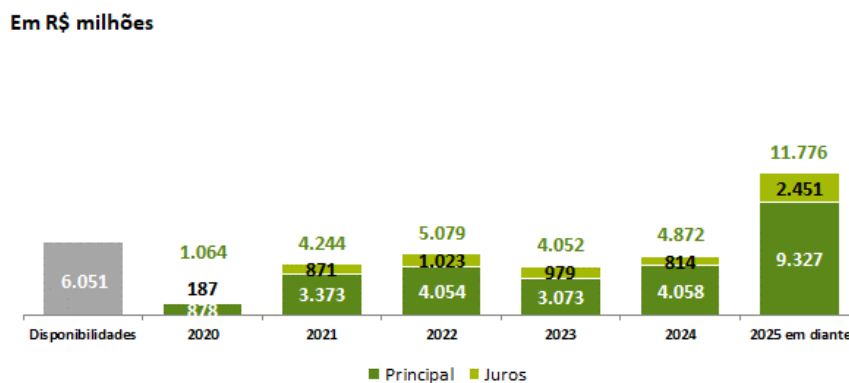


O indicador financeiro Dívida total líquida/EBITDA passou de 3,00 em 31 de dezembro de 2019 para 2,85 em 30 de setembro de 2020.



6.2 Cronograma de amortização das dívidas

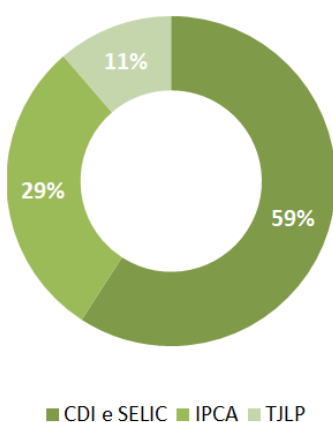
O gráfico abaixo apresenta o cronograma de vencimentos de principal e juros da dívida (em milhões de reais), utilizando as curvas *forward* de mercado para os indexadores e moedas atrelados ao endividamento da Companhia vigente em 30 de setembro de 2020. O prazo médio do endividamento da Neoenergia em setembro de 2020 foi de 4,50 anos, representando um alongamento do perfil da dívida do grupo em relação a setembro de 2019, que foi de 4,15 anos.



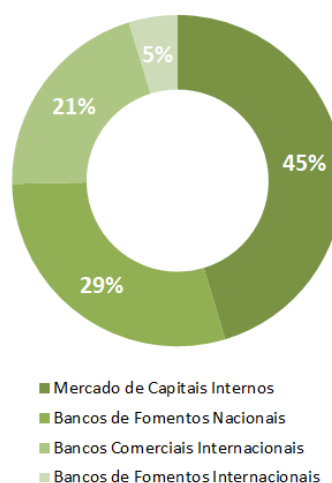
6.3. Perfil Dívida

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 3T20 foi de 4,7% (vs. 6,4% em dezembro de 2019).

DÍVIDA POR INDEXADOR



DÍVIDA POR FUNDING



No 3T20, destacamos as seguintes linhas de contratação de dívida:

- (i) Liberação do EDC para a Celpe, montante total de R\$ 427 milhões, amortização de principal em 3 parcelas a partir de 2024, pagamento de juros semestrais e prazo de 5 anos a custo de 110% do CDI;
- (ii) Financiamento do BNB também para a Celpe, no valor de R\$ 107 milhões, amortização e juros mensais e prazo de 11 anos;
- (iii) Liberação do BNDES para Chafariz 2, montante de R\$ 27 milhões, amortização de principal e juros SAC a partir de 2023 e prazo de 24 anos;
- (iv) Liberação do BNDES para Dourados (Transmissora), no valor de R\$ 80 milhões, amortização de principal e juros SAC a partir de 2023 e prazo de 24 anos;
- (v) Assinatura junto ao BNDES de financiamento do investimento em Santa Luzia (lote 6 do leilão nº 02/2017, realizado em dezembro de 2017) no valor de R\$ 369 milhões, amortização de principal e juros SAC a partir de 2023, prazo de 24 anos a um custo de IPCA + 4,13 a.a. Já foram liberados R\$ 180 milhões;
- (vi) Assinatura do contrato com BNB para o financiamento do investimento do Complexo Oitis (parques 2 a 8). A operação tem valor total de R\$ 715 milhões por um prazo de 24 anos, com carência de até 3 anos, a um custo de IPCA + 1,33% a.a;
- (vii) Captação junto ao BNDES para financiamento das quatro distribuidoras no montante total de R\$ 3,4 bilhões com custo de IPCA + 3,78% a.a. e prazo de vencimento de até 20 anos, sendo:

Coelba	R\$ 1,6 bilhão
Celpe	R\$ 0,7 bilhão
Elektro	R\$ 0,7 bilhão
Cosern	R\$ 0,4 bilhão

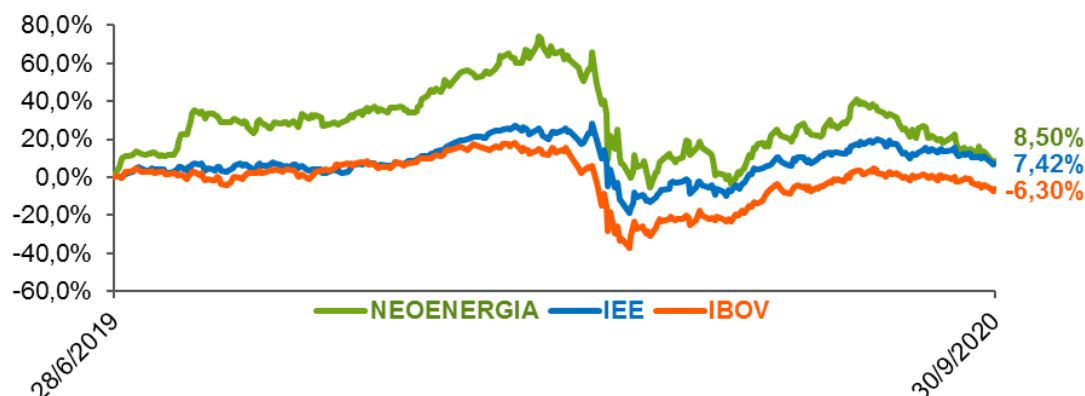
7. RATING

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 da 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 30/09/20, o valor de mercado da Companhia era de R\$ 20,6 bilhões com as ações (NEOE3) cotadas a R\$ 16,98, representando valorização de 8,5% desde o IPO ocorrido em 01/07/19. Desempenho este superior ao Ibovespa (7,42%) e ao IEE (-6,30%) no mesmo período.

RENTABILIDADE DA AÇÃO DESDE O IPO



Mercado de capitais	IPO	3T20
Quantidade de ações (mil)	1.213.797.248	1.213.797.248
Valor da ação	15,65	16,98
Valor de mercado ¹ (R\$ milhões)	18.996	20.610

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). O valor total desembolsado foi de R\$ 1.664.095 mil, de acordo com cronograma abaixo:

Data do Desembolso	Coelba	Celpe	Cosern	Elektro
31/07/20	407.730	345.147	66.278	470.965
12/08/20	47.668	52.403	11.928	70.782
14/09/20	44.208	57.169	17.272	72.544
Total (R\$ Mil)	499.607	454.719	95.479	614.291

9.2. Contrato de Compra e Venda de Pipeline com a PEC Energia

Em 17/09/2020, a Neoenergia Renováveis S.A., sociedade controlada de forma indireta pela Neoenergia e atuante no segmento de geração de energias renováveis, firmou Contrato de Compra e Venda de Ativos com a PEC Energia S.A. para aquisição de projetos “pipeline” de geração de energia eólica, com potencial a ser instalado de aproximadamente 400 MW. Os projetos estão localizados na Serra da Gameleira, Estado da Bahia, e compreendem área total de aproximadamente 7.800 hectares.

O valor total da Aquisição pode chegar a R\$ 80 milhões, a serem pagos a partir do fechamento da operação e em função do atingimento de determinados marcos de desenvolvimento dos parques.

O fechamento da Aquisição está sujeito ao cumprimento de condições precedentes habituais nesse tipo de transação, incluindo a aprovação do Conselho Administrativo de Defesa Econômica (“CADE”).

9.3. Tarifas



Grupo de Consumo	abr/20	abr/20	abr/20	ago/20
AT - Alta Tensão (>2,3kV)	5,38%	5,93%	4,72%	6,00%
BT - Baixa Tensão (<2,3kV)	4,85%	4,88%	2,92%	5,02%
Efeito tarifário médio AT+BT	5,00%	5,16%	3,40%	5,36%
Início da Vigência	22-abr-20	29-abr-20	22-abr-20	27-ago-20
Processo Revisional	Reajuste Anual	Reajuste Anual	Reajuste Anual	Reajuste Anual
Próxima Revisão Tarifária	abr/23	abr/21	abr/23	ago/23

Em abril de 2020, considerando o momento de crise devido à pandemia da 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 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.

Em 25 de agosto de 2020, a ANEEL aprovou o reajuste tarifário da Elektro ser válido a partir de 27 de agosto de 2020. O processo de reajuste tarifário anual consiste no repasse dos custos não gerenciáveis da concessão (Parcela A) e na atualização dos custos gerenciáveis (Parcela B) pelo IGP-M menos o Fator X, que repassa aos consumidores parte dos ganhos de produtividade anuais.

A variação na Parcela A foi de 15,41% (R\$ 686,4 milhões), com o preço médio de repasse dos contratos de compra de energia definido em R\$ 212,94/MWh. Já a variação na Parcela B foi de 8,43% (R\$ 133,2 milhões). Combinando Parcelas A e B o impacto foi de +13,59%, que descontados dos componentes financeiros de -8,22% (aqui incluídos a contribuição para redução do reajuste, pela antecipação dos recursos da Conta-Covid), resulta num efeito médio a ser percebido pelo consumidor de +5,36%.

9.4. 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)	3T20					3T19				
	Consolidado	 COELBA	 CELPE	 COSERN	 ELEKTRO	Consolidado	 COELBA	 CELPE	 COSERN	 ELEKTRO
Convencional	9.441	3.941	2.385	954	2.162	9.528	3.984	2.420	979	2.144
Baixa Renda	3.068	1.513	1.012	341	203	2.728	1.355	896	301	175
Total	12.509	5.453	3.396	1.295	2.365	12.255	5.339	3.316	1.281	2.319

10. NOTA DE CONCILIAÇÃO

A Neoenergia, apresenta os resultados do 3T20 e do 9M20 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	7.980	21.502	7.178	21.008	Demonstrações de resultado
(-) Valor de reposição estimado da concessão	(131)	(145)	(194)	(400)	Nota 5
(-) Outras receitas	(85)	(240)	(109)	(251)	Nota 5
(+) Ganho/perda na RAP	(3)	(14)	4	(2)	Nota 5.4
(+) Receita de operação e manutenção	17	28	22	32	Nota 5.4
(+) Operações fotovoltaicas	2	5	1	1	Nota 5.4
(+) Outras receitas - Outras receitas	(5)	0	13	19	Nota 5.4
= RECEITA Operacional Líquida	7.775	21.136	6.915	20.407	
(+) Custos com energia elétrica	(3.494)	(9.861)	(3.614)	(10.879)	Demonstrações de resultado
(+) Combustível para produção de energia	(83)	(306)	(136)	(302)	Nota 7
(+) Custos de construção	(1.689)	(4.044)	(1.064)	(2.972)	Demonstrações de resultado
= Custo com Energia	(5.266)	(14.211)	(4.814)	(14.153)	
(+) Valor de reposição estimado da concessão	131	145	194	400	Nota 5
= MARGEM BRUTA	2.640	7.070	2.295	6.654	
(+) Custos de operação	(815)	(2.579)	(859)	(2.533)	Demonstrações de resultado
(+) Despesas com vendas	(70)	(208)	(70)	(204)	Demonstrações de resultado
(+) Outras receitas/despesas gerais e administrativas	(397)	(1.030)	(341)	(1.011)	Demonstrações de resultado
(-) Combustível para produção de energia	83	306	136	302	Nota 7
(-) Depreciação	367	1.064	326	959	Nota 7
(+) Outras receitas	85	240	109	251	Nota 5
(-) Ganho/perda na RAP	3	14	(4)	2	Nota 5.4
(-) Receita de operação e manutenção	(17)	(28)	(22)	(32)	Nota 5.4
(-) Operações fotovoltaicas	(2)	(5)	(1)	(1)	Nota 5.4
(-) Outras receitas - Outras receitas	5	0	(13)	(19)	Nota 5.4
= Despesa Operacional (PMSO)	(758)	(2.226)	(739)	(2.286)	
(+) PECLD	(104)	(421)	(85)	(224)	Demonstrações de resultado
(+) Equivalência Patrimonial	(14)	(28)	36	62	Demonstrações de resultado
EBITDA	1.764	4.395	1.507	4.206	
(+) Depreciação e Amortização	(408)	(1.188)	(369)	(1.087)	Demonstrações de resultado e Nota 7
(+) Resultado Financeiro	(197)	(680)	(310)	(973)	Demonstrações de resultado
(+) IR/CS	(316)	(651)	(211)	(479)	Demonstrações de resultado
(+) Minoritário	(29)	(63)	(17)	(56)	Demonstrações de resultado
LUCRO LÍQUIDO	814	1.813	600	1.611	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 30/09/2020):

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 com participação de 100% da Neoenergia (data base 30/09/2020):

Eólicas em construção	Estado	Localidade	Capacidade Instalada (MW)	Energia Assegurada (MW)	Fim da Concessão
CANOAS 2	PB	São José do Sabugi e Santa Luzia	34,7	16,3	25/06/2053
CANOAS 4	PB	São José do Sabugi	34,7	16,5	25/06/2053
CHAFARIZ 1	PB	Santa Luzia	34,7	18,2	20/06/2053
CHAFARIZ 2	PB	Santa Luzia	34,7	17,4	20/06/2053
CHAFARIZ 3	PB	Santa Luzia	34,7	18,2	20/06/2053
CHAFARIZ 6	PB	Santa Luzia	31,2	15,2	20/06/2053
CHAFARIZ 7	PB	Santa Luzia	34,7	18,3	20/06/2053
LAGOA 3	PB	São José do Sabugi	34,7	17,2	25/06/2053
LAGOA 4	PB	São José do Sabugi e Santa Luzia	20,8	10,2	25/06/2053
CANOAS 3	PB	São José do Sabugi e Santa Luzia	34,7	16,8	04/02/2054
CHAFARIZ 4	PB	Santa Luzia e Areia de Baraúnas	34,7	17,8	04/02/2054
CHAFARIZ 5	PB	Santa Luzia	34,7	16,6	04/02/2054
VENTOS DE ARAPUÁ 1	PB	Areia de Baraúnas	24,3	11,6	04/02/2054
VENTOS DE ARAPUÁ 2	PB	Areia de Baraúnas, São Mamede e Santa Luzia	34,7	17,2	04/02/2054
VENTOS DE ARAPUÁ 3	PB	Areia de Baraúnas e São Mamede	13,9	5,8	04/02/2054
OITIS 1	PI	Dom Inocêncio	49,5	19,8	28/11/2054
OITIS 8	PI	Dom Inocêncio	49,5	19,4	28/11/2054
OITIS ACL (10 parques)	PI/BA	Dom Inocêncio e Casa Nova	467,5	267	23/12/2054

ANEXO III – Quadros Gerenciais por Segmentos

DRE (R\$ MM)	REDES								RENOVÁVEIS							
	3T20	3T19	Variação		9M20	9M19	Variação		3T20	3T19	Variação		9M20	9M19	Variação	
			R\$	%			R\$	%			R\$	%			R\$	%
MARGEM BRUTA	2.250	1.984	266	13%	6.072	5.790	282	5%	241	190	51	27%	616	602	14	2%
(-) Despesas Operacionais (PMSO)	(619)	(607)	(12)	2%	(1.828)	(1.921)	93	(5%)	(52)	(55)	3	(5%)	(155)	(155)	-	-
(-) PECLD	(104)	(106)	2	(2%)	(421)	(239)	(182)	76%	-	-	-	-	-	(1)	1	(100%)
(+) Equivalência Patrimonial/Venda de Ativos			-	-			-	-	(14)	36	(50)	(139%)	(28)	62	(90)	(145%)
EBITDA	1.527	1.271	256	20%	3.823	3.630	193	5%	175	171	4	2%	433	508	(75)	(15%)
Depreciação	(305)	(267)	(38)	14%	(875)	(786)	(89)	11%	(45)	(48)	3	(6%)	(140)	(135)	(5)	4%
Resultado Financeiro	(131)	(283)	152	(54%)	(540)	(862)	322	(37%)	(50)	(37)	(13)	35%	(125)	(115)	(10)	9%
IR/CS	(286)	(184)	(102)	55%	(607)	(426)	(181)	42%	(12)	(11)	(1)	9%	(16)	(54)	38	(70%)
LUCRO LÍQUIDO	805	537	268	50%	1.801	1.556	245	16%	68	75	(7)	(9%)	152	204	(52)	(25%)

DRE (R\$ MM)	LIBERALIZADO								OUTROS							
	3T20	3T19	Variação		9M20	9M19	Variação		3T20	3T19	Variação		9M20	9M19	Variação	
			R\$	%			R\$	%			R\$	%			R\$	%
MARGEM BRUTA	154	126	28	22%	397	277	120	43%	(5)	(5)	-	0%	(15)	(15)	-	0%
(-) Despesas Operacionais (PMSO)	(37)	(27)	(10)	37%	(118)	(83)	(35)	42%	(50)	(50)	-	0%	(125)	(127)	2	(2%)
(-) PECLD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	21	(21)	(100%)	-	16	(16)	(100%)
EBITDA	117	99	18	18%	279	194	85	44%	(55)	(34)	(21)	62%	(140)	(126)	(14)	11%
Depreciação	(15)	(13)	(2)	15%	(46)	(38)	(8)	21%	(43)	(41)	(2)	5%	(127)	(128)	1	(1%)
Resultado Financeiro	(15)	(33)	18	(55%)	(56)	(80)	24	(30%)	(1)	43	(44)	(102%)	41	84	(43)	(51%)
IR/CS	(16)	(15)	(1)	7%	(24)	3	(27)	(900%)	(2)	(1)	(1)	100%	(4)	(2)	(2)	100%
Eliminações (Part. Minoritária)			-	-			-	-	(29)	(17)	(12)	71%	(63)	(56)	(7)	13%
LUCRO LÍQUIDO	71	38	33	87%	153	79	74	94%	(130)	(50)	(80)	160%	(293)	(228)	(65)	29%



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)