

DESTAQUES (R\$ MM)	1T20	1T19	Δ %
Receita Operacional Líquida	6.778	6.913	(2,0%)
Margem Bruta	2.390	2.147	11,3%
Despesas Operacionais	(754)	(769)	(2,0%)
EBITDA	1.525	1.337	14,1%
Resultado Financeiro	(315)	(292)	7,9%
Lucro Atribuído aos Controladores	577	492	17,3%
Ativo Financeiro da Concessão (VNR)	71	127	(44,1%)
IFRS 15	101	40	152,5%



INDICADORES OPERACIONAIS			
Volume de energia injetada (GWh)	17.423	17.407	0,1%
Mercado cativo + livre (GWh)	14.824	14.866	(0,3%)
Mercado cativo (GWh)	10.930	11.324	(3,5%)
Número de Clientes (mil)	14.109	13.865	1,8%

Indicadores Financeiros de Dívida	1T20	2019	Variação
Dívida Líquida ⁽¹⁾ /EBITDA ⁽²⁾	2,98	3,00	(0,0)
EBITDA/Resultado Financeiro ⁽²⁾	4,33	4,27	0,1
Rating Corporativo (S&P)	AAA	AAA	

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

⁽²⁾ EBITDA e Resultado Financeiro de 12 meses



DESTAQUES

- Energia injetada de 17.423 GWh em 1T20, 0,1% maior que 1T19;
- Despesas Operacionais de R\$ 754 milhões no 1T20, -2,0% vs. 1T19, absorvendo tanto a inflação quanto o crescimento da base de clientes das distribuidoras;
- EBITDA de R\$ 1,5 bilhão em 1T20, +14,1% vs. 1T19;
- Lucro de R\$ 577 milhões em 1T20, 17,1% acima do 1T19;
- CAPEX de R\$ 964,5 milhões no 1T20;
- Redução da alavancagem: Dívida Líquida/EBITA de 2,98 vs. 3,0 em 4T19.

TELECONFERÊNCIA 1T20

Terça-feira, 28 de abril de 2020

Horário: 11:00 (BRT) | 10:00 (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://78449.choruscall.com/dataconf/productusers/neoenergia/mediaframe/36158/indexr.html>

A NEOENERGIA S.A., APRESENTA OS RESULTADOS DO PRIMEIRO TRIMESTRE (1T20) 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	10
1.3. Liberalizados	12
2. DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO	12
2.1. Consolidado	12
2.2. Redes	13
2.3. Renováveis	16
2.4. Liberalizado	18
3. EBITDA (LAJIDA)	18
3.1. Conciliação do EBITDA	19
4. RESULTADO FINANCEIRO	19
5. INVESTIMENTOS	20
5.1. Controladas e Coligadas	20
5.2. Redes	20
5.3. Renováveis	21
5.3.1. Parques Eólicos	21
5.3.2. Usinas Hidrelétricas	21
5.4. Liberalizado	22
6. ENDIVIDAMENTO	22
6.1. Posição de Dívida e Alavancagem Financeira	22
6.2. Cronograma de amortização das dívidas	22
6.3. Perfil Dívida	23
7. RATING	23
8. MERCADO DE CAPITALIS	23
9. OUTROS TEMAS	24
9.1. Clientes Baixa Renda	24
10. NOTA DE CONCILIAÇÃO	25
ANEXO I – Ativos de Transmissão em Implementação	26
ANEXO II – Ativos Eólicos em Construção	27
ANEXO III – Quadros Gerenciais por Segmentos	28

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 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 1T20 em cada distribuidora do Grupo Neoenergia. Em comparação com 1T19, houve aumento de 244 mil consumidores (+1,8% vs. 1T19).

Número de Consumidores (milhares)	1T20					1T19					1T20 x 1T19
	Consolidado	 COELBA	 CELPE	 COSERN	 ELEKTRO	Consolidado	 COELBA	 CELPE	 COSERN	 ELEKTRO	
Residencial	12.395	5.398	3.351	1.294	2.351	12.148	5.295	3.284	1.271	2.297	247
Industrial	40	14	5	1	20	43	14	5	1	22	(3)
Comercial	941	409	231	103	197	926	399	232	101	193	15
Rural	566	231	151	58	127	585	234	156	61	134	(19)
Outros	167	80	33	25	30	165	79	33	24	29	2
Total	14.109	6.132	3.771	1.481	2.725	13.865	6.022	3.709	1.458	2.676	244

1.1.1.2. Evolução do Mercado

A energia distribuída (cativo + livre) pelas Distribuidoras da Neoenergia no 1T20 foi 14.824 GWh, redução de 0,3% em relação ao mesmo período de 2019, volume impactado pelas temperaturas mais amenas, pelas maiores chuvas no 1T20 vs. 1T19 e pela redução no consumo nos últimos 10 dias de março, em função do Covid-19.

A média diária da energia injetada nas quatro Distribuidoras da Neoenergia apresentou uma redução da ordem de 12% nos últimos 10 dias do mês de Março em comparação com os primeiros 20 dias do mês.

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

	 COELBA			 CELPE			 COSERN			 ELEKTRO			CONSOLIDADO			
	1T20	1T19	%	1T20	1T19	%	1T20	1T19	%	1T20	1T19	%	1T20	1T19	Δ	%
Energia Distribuída - Mercado Cativo (GWh)																
Residencial	1.928	1.922	0,3%	1.385	1.337	3,6%	602	583	3,3%	1.316	1.313	0,2%	5.231	5.155	76	1,5%
Industrial	308	355	(13,2%)	138	232	(40,5%)	68	78	(12,8%)	312	370	(15,7%)	825	1.034	(209)	(20,2%)
Comercial	846	893	(5,3%)	617	637	(3,1%)	246	255	(3,5%)	611	635	(3,8%)	2.320	2.420	(100)	(4,1%)
Rural	409	502	(18,5%)	157	169	(7,1%)	102	103	(1,0%)	242	259	(6,6%)	910	1.033	(123)	(11,9%)
Outros	656	690	(4,9%)	452	445	1,6%	184	181	1,7%	352	366	(3,8%)	1.644	1.682	(38)	(2,3%)
Energia Distribuída - Mercado Cativo Total	4.147	4.362	(4,9%)	2.748	2.820	(2,6%)	1.203	1.201	0,2%	2.833	2.942	(3,7%)	10.930	11.324	(394)	(3,5%)
Mercado Livre	1.089	970	12,3%	880	743	18,4%	274	268	2,2%	1.651	1.561	5,8%	3.894	3.542	352	9,9%
TOTAL (Cativo+Livre)	5.236	5.332	(1,8%)	3.628	3.563	1,8%	1.477	1.469	0,5%	4.484	4.503	(0,4%)	14.824	14.866	(42)	(0,3%)

O consumo residencial apresentou aumento em todas as distribuidoras (+1,5% no 1T20 vs. 1T19).

A classe industrial cativa, cuja retração foi de 20,2% no 1T20 frente ao mesmo período de 2019, teve seu comportamento influenciado pela migração de clientes para o Ambiente de Contratação Livre (ACL) e impacto do Covid-19 nos últimos 10 dias de março. A análise da classe industrial somada ao mercado livre revelou crescimento de 3,1% (143GWh) no trimestre.

A queda do consumo da classe comercial cativa no 1T20 foi de 4,1% (100GWh) frente ao 1T19, influenciado pelas temperaturas mais baixas no período quando comparado ao ano anterior e por reflexo do Covid-19 nos últimos 10 dias de março.

A classe rural diminuiu 11,9% no 1T20 comparado ao mesmo período de 2019, equivalente a 123GWh, dos quais 93 GWh na Coelba. A maior incidência de chuvas no trimestre gerou menor demanda de irrigação.

As outras classes apresentaram queda de 2,3% (38GWh) no 1T20 vs. 1T19, impulsionado principalmente pela queda no consumo de unidades de Serviço Público em virtude das menores temperaturas e impacto do Covid-19 nos últimos 10 dias de março.

1.1.1.3. Balanço Energético

A energia injetada (energia fornecida aos clientes próprios + concessionárias de fronteira + clientes livres + perdas) atingiu o patamar de 17.423 GWh no 1T20, volume 0,09% superior ao 1T19.

BALANÇO ENERGÉTICO (GWh)	1T20	1T19	1T20 x 1T19	
			Dif	%
CONSOLIDADO				
Mercado Cativo	10.931	11.325	(394)	(3,48%)
Mercado Livre + Suprimento	3.894	3.542	353	9,94%
Energia Entregue (A)	14.825	14.867	(42)	(0,28%)
Perdas Totais (B)	2.598	2.540	58	2,28%
Energia Injetada (C) = (A) + (B)	17.423	17.407	16	0,09%
PT/ Energia Requerida % (B)/(C)	14,91%	14,59%	0,32 p.p.	-
				
Mercado Cativo	4.147	4.362	(215)	(4,93%)
Mercado Livre + Suprimento	1.089	970	120	12,27%
Energia Entregue (A)	5.236	5.332	(96)	(1,80%)
Perdas Totais (B)	1.067	1.101	(34)	(3,09%)
Energia Injetada (C) = (A) + (B)	6.303	6.433	(130)	(2,02%)
PT/ Energia Requerida % (B)/(C)	16,93%	17,12%	-0,19 p.p.	-
				
Mercado Cativo	2.748	2.820	(72)	(2,55%)
Mercado Livre + Suprimento	880	743	137	18,44%
Energia Entregue (A)	3.628	3.563	65	1,82%
Perdas Totais (B)	946	855	92	10,64%
Energia Injetada (C) = (A) + (B)	4.574	4.418	156	3,53%
PT/ Energia Requerida % (B)/(C)	20,69%	19,34%	1,35 p.p.	-

BALANÇO ENERGÉTICO (GWh)	1T20	1T19	1T20 x 1T19	
			Dif	%
				
Mercado Cativo	1.203	1.201	2	0,17%
Mercado Livre + Suprimento	274	268	6	2,24%
Energia Entregue (A)	1.477	1.469	8	0,54%
Perdas Totais (B)	161	138	22	16,67%
Energia Injetada (C) = (A) + (B)	1.638	1.607	31	1,93%
PT/ Energia Requerida % (B)/(C)	9,80%	8,60%	1,20 p.p.	-
				
Mercado Cativo	2.833	2.942	(109)	(3,70%)
Mercado Livre + Suprimento	1.651	1.561	90	5,77%
Energia Entregue (A)	4.484	4.503	(19)	(0,42%)
Perdas Totais (B)	424	446	(22)	(4,93%)
Energia Injetada (C) = (A) + (B)	4.908	4.949	(41)	(0,83%)
PT/ Energia Requerida % (B)/(C)	8,64%	9,01%	-0,37 p.p.	-

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

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, segue abaixo a evolução dos índices e dos volumes de perdas totais 12 meses desde o 1T19:

DISTRIBUIDORAS	Perdas (%)										
	Perda Técnica		Perda Não Técnica		Perda Total						
	1T19	1T20	1T19	1T20	1T19	Aneel 19	2T19	3T19	4T19	1T20	Aneel 20
 COELBA	11,17%	10,89%	3,61%	4,33%	14,78%	14,12%	15,36%	15,12%	15,29%	15,23%	14,39%
 CELPE	8,31%	8,10%	9,05%	9,63%	17,36%	16,07%	17,75%	17,34%	17,34%	17,74%	16,11%
 COSERN	8,39%	8,39%	1,48%	1,90%	9,87%	10,73%	10,10%	9,92%	10,00%	10,29%	10,73%
 ELEKTRO	5,79%	5,83%	2,07%	1,86%	7,86%	6,58%	8,07%	8,03%	7,79%	7,69%	8,08%

DISTRIBUIDORAS	Perdas GWh										
	Perda Técnica		Perda Não Técnica		Perda Total						
	1T19	1T20	1T19	1T20	1T19	Aneel 19	2T19	3T19	4T19	1T20	Aneel 20
 COELBA	2.688,3	2.715,5	869,1	1.080,2	3.557,4	3.368,9	3.758,3	3.713,1	3.833,6	3.795,7	3.621,2
 CELPE	1.399,9	1.410,2	1.524,3	1.676,6	2.924,2	2.665,2	3.044,8	2.971,9	2.991,4	3.086,8	2.772,4
 COSERN	533,1	541,5	94,2	122,7	627,3	1.223,4	646,9	636,2	641,6	664,3	1.591,6
 ELEKTRO	1.092,7	1.114,3	389,9	355,8	1.482,6	1.223,4	1.529,3	1.526,7	1.491,1	1.470,1	1.591,6

O índice de perdas da Coelba no 1T20 foi de 16,9%, inferior ao índice de perdas do 1T19 de 17,1%. As Perdas Totais na visão 12 meses encerraram o 1T20 em 15,23%, superior em +0,44p.p. em relação ao 1T19. Em relação ao índice 12 meses registrado no 4T19, houve redução de 0,07p.p.

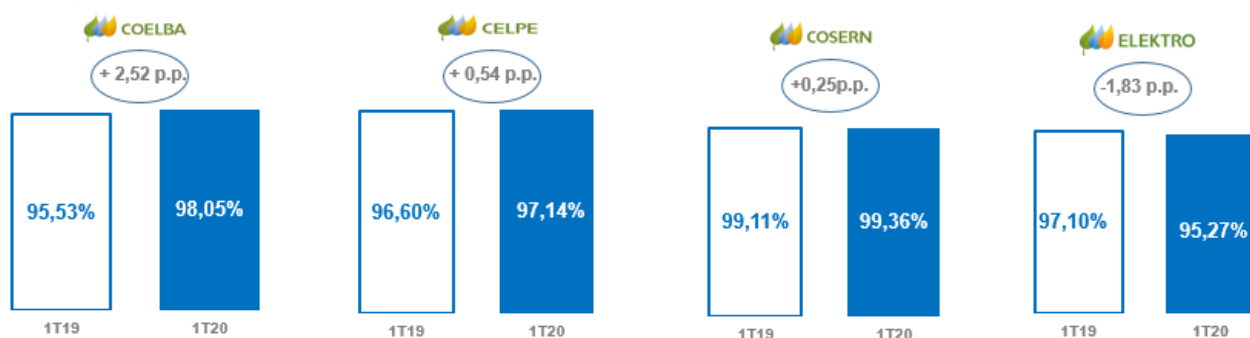
Vale registrar a forte incidência de chuvas no mês de março, que forçou o deslocamento pontual de equipes de combate às perdas para atividades de qualidade.

A Celpa registrou no 1T20 perdas de 20,7% frente a 19,3% em igual período de 2019. Perdas na visão 12 meses encerraram o 1T20 em 17,74%, 0,38p.p. acima do mesmo índice de 1T19 e 0,40p.p. acima das Perdas 12 meses do 4T19.

Cosern e Elektro seguem com perdas visão 12 meses enquadradas nos limite regulatórios, tendo fechado o 1T20 com 10,29% e 7,69%, respectivamente.

1.1.1.5. Arrecadação e Inadimplência

O índice de arrecadação é impactado pela capacidade de pagamento dos clientes e ações de cobrança. Nos gráficos abaixo são apresentados os resultados de 1T20 vs. 1T19.



Outra medida de inadimplência é a relação entre o valor provisionado para Perdas Estimadas em Créditos de Liquidação Duvidosa (PECLD) e o faturamento acumulado (ROB) no período em análise.

	PECLD/ ROB	1T19	2T19	3T19	4T19	1T20	1T20 x 4T19	1T20 x 1T19	Limite Regulatório
	ROB	2.730	2.720	2.639	3.111	2.806	(9,80%)	2,78%	-
	PECLD	22	25	34	46	32	(30,43%)	45,45%	-
	Inadimplência	0,79%	0,93%	1,30%	1,47%	1,15%	-0,32 p.p.	0,36 p.p.	1,16%
	ROB	1.765	1.834	1.705	2.006	1.894	(5,58%)	7,31%	-
	PECLD	24	27	44	40	46	15,00%	91,67%	-
	Inadimplência	1,35%	1,45%	2,60%	1,99%	2,42%	0,42 p.p.	1,07 p.p.	1,40%
	ROB	699	696	719	805	758	(5,84%)	8,44%	-
	PECLD	2	3	2	2	(0)	(100,00%)	(100,00%)	-
	Inadimplência	0,34%	0,40%	0,31%	(0,25%)	(0,04%)	0,21 p.p.	-0,38 p.p.	0,40%
	ROB	2.182	1.928	1.872	1.912	1.872	(2,09%)	(14,21%)	-
	PECLD	17	17	31	30	31	3,33%	82,35%	-
	Inadimplência	0,80%	0,90%	1,65%	1,54%	1,65%	0,11 p.p.	0,85 p.p.	0,39%

Desde o 3T19, a Neoenergia vem adotando uma postura mais conservadora e objetiva no provisionamento de PECLD da Carteira Fraude (faturamento retroativo resultante das ações de inspeção de combate às perdas) e da Carteira Jurídica (dividas vencidas que passam a ser tratadas judicialmente), em ambos casos utilizando o histórico do comportamento (*aging*) destas dividas nos últimos 60 meses.

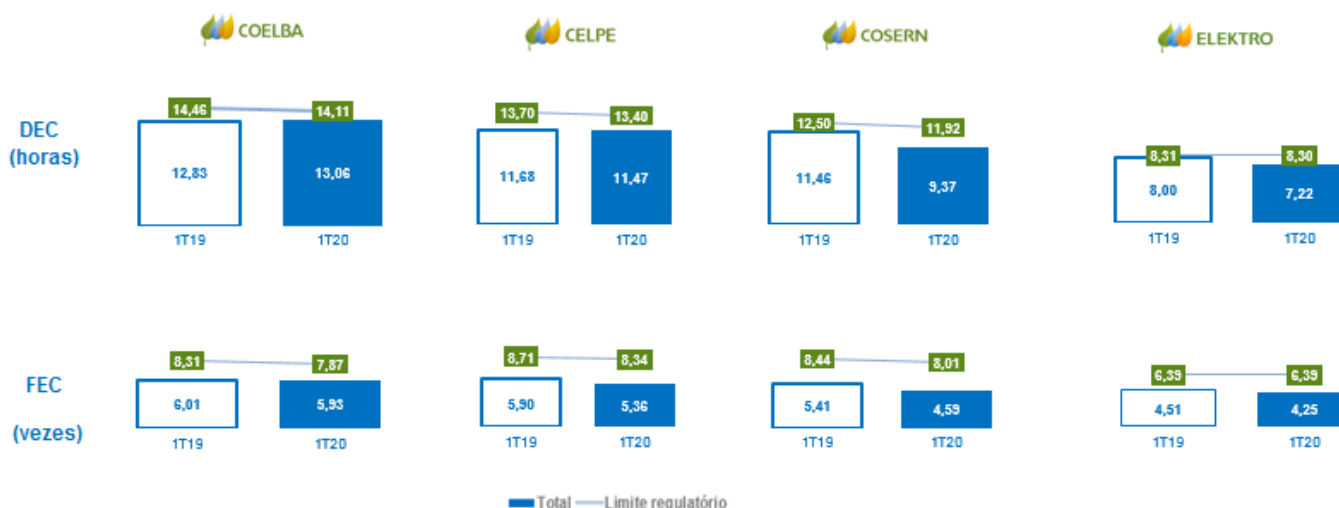
Coelba encerrou o 1T20 com PECLD/ROB de 1,15%, em linha com sua cobertura tarifária (1,16%), assim como a Cosern – que encerrou o trimestre com -0,04% vs. cobertura tarifária de 0,40%.

No caso da Elektro, a PECLD de R\$ 31 milhões já reflete R\$ 4,8 milhões associados ao impacto do Covid-19 de março, e a Celpe apresentou uma PECLD de R\$ 46 milhões que reflete R\$ 10,6 milhões (especialmente Poder Público Estadual) associados ao impacto do Covid-19 levando o *ratio* para 2,42%, acima do limite regulatório de 1,40%.

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 quanto para o FEC, conforme ilustrado nos gráficos abaixo:



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

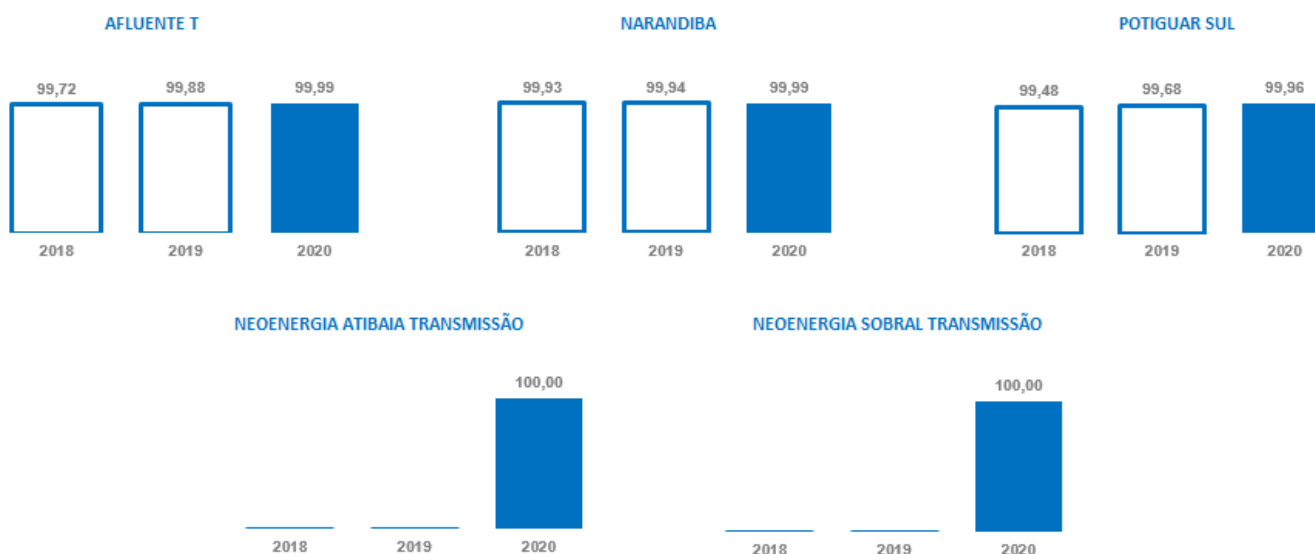
1.1.2. Transmissoras

Em março de 2020, estavam em operação cinco ativos de transmissão do Grupo Neoenergia (Afluentes T, Narandiba, Potiguar Sul, Neoenergia Atibaia Transmissão de Energia e Neoenergia Sobral Transmissão de Energia), destacando no 1T20 a entrada em operação dos lotes Neoenergia Atibaia Transmissão de Energia e Neoenergia Sobral Transmissão de Energia, com antecedência de 14 e 13 meses respectivamente ao prazo definido pela Aneel (fev21) e abaixo do Capex previsto no business plan.

Em Operação	Estado	Participação Neoenergia	Final da Concessão
AFLUENTE T (Extensão Total 489,1 Km)			
Linhas de Transmissão			
LT 230 KV Itagibá - Funil C-1 LT 230 KV Brumado II - Itagibá C-1 LT 230 KV Ford - Pólo C-2 LT 230 KV Pólo - Camaçari IV C-2 LT 230 KV Ford - Pólo C-1 LT 230 KV Pólo - Camaçari IV C-1 LT 230 KV Tomba - Governador Mangabeira C-1 LT 230 KV Tomba - Governador Mangabeira C-2 LT 138 KV Funil - Poções C-1	BA	87,84%	08/08/2027
Subestações Rede Básica			
Tomba Brumado II - 230/69kV Itagibá	BA	87,84%	08/08/2027
SE NARANDIBA			
Subestações Rede Básica			
Subestação de Narendiba Subestação Brumado II - 230/138kV Subestação Extremoz II - 230/69kV	BA RN	100%	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%	01/08/2043
Neoenergia Sobral Transmissão de Energia S.A.			
Subestações Rede Básica			
SE Sobral III	CE	100%	11/08/2047
Neoenergia Atibaia Transmissão de Energia S.A.			
Subestações Rede Básica			
SE Fernão Dias	SP	100%	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

Avanço Físico Projetos Transmissão			RAP R\$	LICENÇAS		
				LP	LI	LO
Leilão Abr/2017	Lote 4	49%	66	✓	✓	●
	Lote 20	100%	13	✓	✓	✓
	Lote 22	92%	13	✓	✓	●
	Lote 27	100%	12	✓	✓	✓
Leilão Dez/2017	Lote 4	10%	126	✓	✓	▲
	Lote 6	7%	57	✓	✓	▲
Leilão Dez/2018	Lote 2	3%	117	●	▲	▲
	Lote 3	4%	69	●	▲	▲
	Lote 1	3%	194	●	▲	▲
	Lote 14	4%	121	●	●	▲
Leilão Dez/2019	Lote 9	1%	18	▲	▲	▲

Concluído	✓
Em andamento	●
A Iniciar	▲

LP = Licença Prévia

LI = Licença de Instalação

LO = Licença de Operação

NOTA: Evolução em 31 de março 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 o cronograma previsto 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.) – Licença de Instalação obtida; içamento das torres, lançamento de cabos e construção da subestação iniciados;
- Lote 22 (Neoenergia Biguaçu Transmissão de Energia S.A.) – Em vias de conclusão.

Leilão de Dezembro/2017

- Lote 4 (Neoenergia Jalapão Transmissão de Energia S.A.) – Licença de Instalação obtida;
- Lote 6 (Neoenergia Santa Luzia Transmissão de Energia S.A.) – Todas as Licenças de Instalação de obtidas.

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;

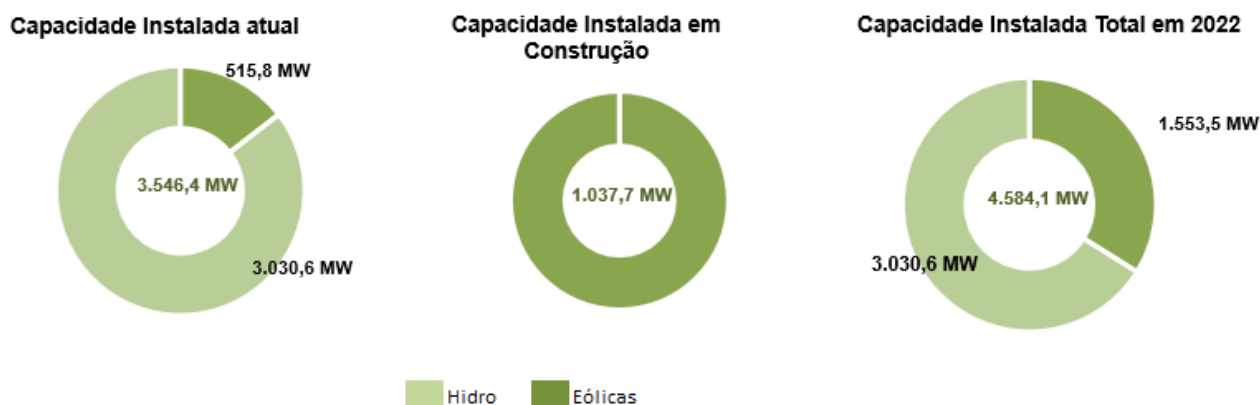
- Lote 14 (Neoenergia Lagoa dos Patos Transmissão de Energia S.A.) – Licença de Instalação obtida para as duas subestações (SE Marmeleiros-2 e SE Livramento-3).

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 ainda está em fase de elaboração do projeto básico e já conta com 47% dos equipamentos principais contratados (torres e cabos).

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

O 1T20, 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 em processo de construção dois complexos: 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 1T20 o montante de energia eólica gerado foi de 251 GWh, 25,24% menor que o volume gerado no mesmo período do ano anterior, devido ao excesso de chuva que gerou menor intensidade de ventos em relação a 1T19. Disponibilidade no 1T20 conforme programado (acima de 97%).

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 ainda em 2019, antes do previsto.

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 (65MW) e Celpe (390MW) com duração até 2024, que garantem a receita da usina. Tem capacidade instalada de 533 MW e energia assegurada de 504MW; sua autorização vence em 2030.

A geração de energia da Termopernambuco foi de 1.006 GWh no 1T20 (+61,5% vs. 1T19), variação explicada pela diferença de dias de parada de operação, já que no 1T20 a empresa ficou parada apenas 9 dias por não ter sido despachada, enquanto no 1T19 esse número foi de 36 dias sem geração, explicado pelo não fornecimento de gás. A falta de despacho por ordem de mérito não representa uma piora no EBITDA, uma vez que a receita está garantida.

2. DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO

2.1. Consolidado

DRE CONSOLIDADO (R\$ MM)	1T20	1T19	Variação	
			R\$	%
Receita Operacional Líquida ⁽¹⁾	6.778	6.913	(135)	(2,0%)
Custos Com Energia ⁽²⁾	(4.459)	(4.893)	434	(8,9%)
Margem Bruta s/VNR	2.319	2.020	299	14,8%
Ativo Financeiro da Concessão (VNR)	71	127	(56)	(44,1%)
MARGEM BRUTA	2.390	2.147	243	11,3%
Despesa Operacional	(754)	(769)	15	(2,0%)
PECLD	(108)	(68)	(40)	58,8%
(+) Equivalência Patrimonial	(3)	26	(29)	(111,5%)
EBITDA	1.525	1.337	188	14,1%
Depreciação	(380)	(345)	(35)	10,1%
Resultado Financeiro	(315)	(292)	(23)	7,9%
IR/CS	(233)	(190)	(43)	22,6%
Minoritário	(21)	(18)	(3)	16,7%
LUCRO LÍQUIDO	577	492	85	17,3%

⁽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\$ 2.390 milhões no 1T20 (+11,3% vs. 1T19), impulsionada pelo segmento de Redes, cuja margem representa aproximadamente 82,9% da Margem consolidada. As distribuidoras, que cresceram +0,09% vs. 1T19 em energia injetada, foram impulsionadas pela maior base de clientes (+244 mil vs. 1T19), pelos Reajustes Tarifários Anuais de Celpe, Coelba e Cosern de abril de 2019, pela Revisão Tarifária Periódica da Elektro de agosto de 2019 e pela aplicação do IFRS15 no negócio de transmissão, que impactou o trimestre em R\$ 101 milhões (+R\$ 61 milhões vs. 1T19).

As Despesas Operacionais da Neoenergia totalizaram R\$ 754 milhões no 1T20, redução de 2,0% vs. 1T19, absorvendo dessa forma tanto a inflação quanto o crescimento da base de clientes das distribuidoras (+1,8% vs. 1T19), comprovando sua disciplina de custos. Vale dizer que no 1T20 foram registrados na Holding Neoenergia os impactos não recorrentes de duas arbitragens cujo efeito líquido foi de +R\$25,5 milhões. Expurgando-se esses dois efeitos as despesas teriam crescido 1,4%, ainda abaixo da inflação.

A PECLD apresentou no 1T20 R\$ 108 milhões (+58,8% vs. 1T19), refletindo a postura mais conservadora e objetiva no provisionamento de PECLD da Carteira Fraude (faturamento retroativo resultante das ações de inspeção de combate às perdas) e da Carteira Jurídica (dividas vencidas que passam a ser tratadas judicialmente), em ambos casos utilizando o histórico do comportamento (*aging*) destas dividas nos últimos 60 meses, além do aumento do provisionamento por impactos percebidos pelo Covid-19 de R\$19,7 milhões, sendo Coelba (R\$ 4,1 milhões), Celpe (R\$ 10,6 milhões), Cosern (R\$ 0,2 milhões) e Elektro (R\$ 4,8 milhões).

Cabe acrescentar que no trimestre houve impacto negativo de R\$ 3 milhões na equivalência patrimonial no 1T20 (-R\$ 29 milhões vs. 1T19), principalmente por menor contribuição de Belo Monte oriunda da liquidação de sua energia livre que se deu ao PLD da região Norte, que esteve em níveis baixos, além disso no 1T19, foi registrado R\$17 milhões relativo a diferença de imposto diferido em Belo Monte.

Como resultado dos efeitos apresentados, o EBITDA encerrou o 1T20 em R\$ 1.525 milhões (+14,1% vs. 1T19), dos quais R\$ 101 milhões referem-se à aplicação de IFRS 15.

A Neoenergia registrou Lucro Líquido de R\$ 577 milhões no 1T20 (+17,3% vs. 1T19).

2.2. Redes

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

DRE REDES (R\$ MM)	1T20	1T19	Variação	
			R\$	%
Receita Líquida	6.517	6.500	17	0,3%
Custos Com Energia	(4.487)	(4.718)	231	(4,9%)
Margem Bruta s/ VNR	2.030	1.782	248	13,9%
Ativo Financeiro da Concessão (VNR)	71	127	(56)	(44,1%)
Margem Bruta	2.101	1.909	192	10,1%
Despesa Operacional	(632)	(667)	35	(5,2%)
PECLD	(108)	(63)	(45)	71,4%
EBITDA	1.361	1.179	182	15,4%
Depreciação	(280)	(254)	(26)	10,2%
Resultado Financeiro	(259)	(280)	21	(7,5%)
IR CS	(210)	(167)	(43)	25,7%
LUCRO LÍQUIDO	612	478	134	28,0%
IFRS15	101	40	61	152,5%

No 1T20 o segmento Redes consolidou Margem Bruta de R\$ 2.101 milhões (+10,1% vs.1T19), impulsionado pelo resultado das distribuidoras, que representaram 94,3% da margem do segmento.

A expansão da Margem no 1T20 frente 1T19 se deve ao aumento na base de clientes (+1,8% vs.1T19), arrefecido por temperaturas mais amenas e início do impacto do Covid-19 de março, além dos efeitos dos Reajustes Tarifários Anuais de Coelba, Celpe e Cosern de abril de 2019, da Revisão Tarifária Periódica da Elektro de agosto de 2019 e da aplicação do IFRS 15 na transmissão (R\$ 61 milhões no trimestre).

No que tange as Despesas Operacionais do segmento, o 1T20 apresentou queda de 5,2% vs. 1T19, absorvendo dessa forma tanto a inflação quanto o crescimento da base de clientes das distribuidoras, comprovando sua disciplina de custos.

No 1T20, as Provisões para Perdas Estimadas em Créditos de Liquidação Duvidosa (PECLD) totalizaram R\$ 108 milhões, aumento de R\$ 45 milhões em comparação ao mesmo período de 2019, refletindo a postura mais conservadora e objetiva no provisionamento de PECLD da Carteira Fraude (faturamento retroativo resultante das ações de inspeção de combate às perdas) e da Carteira Jurídica (dívidas vencidas que passam a ser tratadas judicialmente), em ambos casos utilizando o histórico do comportamento (*aging*) destas dívidas nos últimos 60 meses, além do aumento do provisionamento por impactos percebidos pelo Covid-19 de R\$19,7 milhões, sendo Coelba (R\$ 4,1 milhões), Celpe (R\$ 10,6 milhões), Cosern (R\$ 0,2 milhões) e Elektro (R\$ 4,8 milhões). Ainda assim, o patamar de PECLD ficou em linha com o observado no 4T19, de R\$108 milhões.

Como resultado das variações citadas anteriormente, o EBITDA encerrou 1T20 em R\$ 1.361 milhões (+15,4% vs. 1T19) e o segmento de Redes registrou Lucro Líquido no período de R\$ 612 milhões (+28,0% vs. 1T19).

2.2.1. COELBA

DRE COELBA (R\$ MM)	1T20	1T19	Variação	
			R\$	%
Receita Líquida	2.461	2.464	(3)	(0,1%)
Custos com Energia	(1.597)	(1.698)	101	(5,9%)
Ativo Financeiro da Concessão (VNR)	38	67	(29)	(43,3%)
Margem Bruta	902	832	70	8,4%
Despesa Operacional	(276)	(284)	8	(2,8%)
PECLD	(33)	(22)	(11)	50,0%
EBITDA	593	527	66	12,5%
Depreciação	(131)	(115)	(16)	13,9%
Resultado Financeiro	(117)	(116)	(1)	0,9%
IR CS	(71)	(65)	(6)	9,2%
LUCRO LÍQUIDO	274	231	43	18,6%

A Coelba encerrou 1T20 com Margem Bruta de R\$ 902 milhões, aumento de 8,4% em relação ao 1T19, impactado pela expansão da base de clientes (+110mil consumidores vs. 1T19) – arrefecido por temperaturas mais amenas e início do impacto do Covid-19 de março – e pelos efeitos do Reajuste Tarifário Anual de abril de 2019, cujo efeito médio percebido pelos consumidores foi de 6,22%.

As Despesas Operacionais apresentaram redução de 2,8% vs. 1T19, absorvendo dessa forma tanto a inflação quanto o crescimento da base de clientes (+1,8% vs. 1T19), consequência das eficiências que seguem sendo perseguidas e capturadas, em boa parte através de seu plano de primarização dos processos operacionais.

No 1T20, as Provisões para Perdas Estimadas em Créditos de Liquidação Duvidosa (PECLD) totalizaram R\$ 33 milhões (+50,0% vs. 1T19), refletindo a postura mais conservadora e objetiva no provisionamento de PECLD da Carteira Fraude e da Carteira Jurídica, em ambos casos utilizando o histórico do comportamento (*aging*) destas dívidas nos últimos 60 meses, e impacto do Covid-19 (R\$ 4,1 milhões). Em comparação com o 4T19 onde o montante de PECLD foi de R\$ 46 milhões, houve redução do patamar.

O EBITDA encerrou 1T20 em R\$ 593 milhões (+12,5% vs. 1T20) e o Lucro Líquido foi de R\$ 274 milhões no 1T20, 18,6% acima do resultado de 1T19.

2.2.2. CELPE

DRE CELPE (R\$ MM)	1T20	1T19	Variação	
			R\$	%
Receita Líquida	1.523	1.602	(79)	(4,9%)
Custos com Energia	(1.103)	(1.219)	116	(9,5%)
Ativo Financeiro da Concessão (VNR)	12	24	(12)	(50,0%)
Margem Bruta	432	406	26	6,4%
Despesa Operacional	(180)	(180)	-	-
PECLD	(45)	(23)	(22)	95,7%
EBITDA	206	204	2	1,0%
Depreciação	(67)	(63)	(4)	6,3%
Resultado Financeiro	(85)	(86)	1	(1,2%)
IR CS	(15)	(17)	2	(11,8%)
LUCRO LÍQUIDO	39	38	1	2,6%

A Celpe encerrou 1T20 com Margem Bruta de R\$ 432 milhões, aumento de 6,4% em relação ao 1T19, impactado pela expansão na base de clientes (+62 mil consumidores vs. 1T19) – arrefecido por temperaturas mais amenas e início do impacto do Covid-19 nos últimos 10 dias de março – e pelos efeitos do Reajuste Tarifário Anual de abril de 2019, cujo efeito médio percebido pelos consumidores foi de 5,04%.

As Despesas Operacionais da Celpe seguiram apresentando captura de eficiências e mantiveram-se estáveis no 1T20 vs. 1T19, absorvendo tanto o crescimento da base de clientes (+1,8% vs. 1T19) quanto a inflação do período. A Companhia segue seu plano de primarização de processos operacionais.

No 1T20, as Provisões para Perdas Estimadas em Créditos de Liquidação Duvidosa (PECLD) totalizaram R\$ 45 milhões, aumento de R\$ 22 milhões (+95,7% vs. 1T19), refletindo a postura mais conservadora e objetiva no provisionamento de PECLD da Carteira Fraude e da Carteira Jurídica, em ambos casos utilizando o histórico do comportamento (*aging*) destas dívidas nos últimos 60 meses, e impacto do Covid-19 (R\$ 10,6 milhões). Em comparação com o 4T19 onde o montante de PECLD foi de R\$ 40 milhões, houve um aumento patamar.

O EBITDA da Celpe alcançou no 1T20 R\$ 206 milhões (+1,0% vs. 1T19) e registrou Lucro Líquido de R\$ 39 (+2,6% vs. 1T19).

2.2.3. COSERN

DRE COSERN (R\$ MM)	1T20	1T19	Variação	
			R\$	%
Receita Líquida	621	680	(59)	(8,7%)
Custos com Energia	(419)	(517)	98	(19,0%)
Ativo Financeiro da Concessão (VNR)	6	15	(9)	(60,0%)
Margem Bruta	208	178	30	16,9%
Despesa Operacional	(62)	(60)	(2)	3,3%
PECLD	0,4	(2)	2	(100,0%)
EBITDA	146	115	31	27,0%
Depreciação	(24)	(22)	(2)	9,1%
Resultado Financeiro	(22)	(23)	1	(4,3%)
IR CS	(18)	(14)	(4)	28,6%
LUCRO LÍQUIDO	81	56	25	44,6%

A Cosern encerrou 1T20 com Margem Bruta de R\$ 208 milhões, aumento de 17,1% em relação ao 1T19 impulsionado pela maior base de clientes (+23 mil consumidores vs. 1T19) – arrefecido por temperaturas mais amenas e início do impacto do Covid-19 nos últimos 10 dias de março – e pelos efeitos do Reajuste Tarifário Anual de abril de 2019, cujo efeito médio percebido pelos consumidores foi de 4,73%.

Em relação às Despesas Operacionais, a Cosern apresentou aumento de 3,3% no 1T20 vs. 1T19, equivalente a R\$ 2 milhões, crescimento em linha com a inflação acumulada de 12 meses (3,3%) associada ao maior número de clientes (1,6%).

No 1T20, as Provisões para Perdas Estimadas em Créditos de Liquidação Duvidosa (PECLD) totalizaram +R\$ 0,4 milhões, em comparação aos -R\$ 2 milhões no 1T19. No 1T20 houve provisionamento do Covid-19 (R\$ 0,2 milhões).

O EBITDA da Cosern alcançou, no 1T20, R\$ 146 milhões (+27,0% vs. 1T19) e registrou Lucro Líquido de R\$ 81 milhões no trimestre, 44,6% acima do mesmo período de 1T19 (R\$ 56 milhões).

2.2.4. ELEKTRO

DRE ELEKTRO (R\$ MM)	1T20	1T19	Variação	
			R\$	%
Receita Líquida	1.543	1.632	(89)	(5,5%)
Custos com Energia	(1.120)	(1.216)	96	(7,9%)
(VNR)	15	21	(6)	(28,6%)
Margem Bruta	438	437	1	0,2%
Despesa Operacional	(110)	(141)	31	(22,0%)
PECLD	(30)	(16)	(14)	87,5%
EBITDA	298	280	18	6,4%
Depreciação	(57)	(56)	(1)	1,8%
Resultado Financeiro	(31)	(56)	25	(44,6%)
IR CS	(70)	(62)	(8)	12,9%
LUCRO LÍQUIDO	139	106	33	31,1%

A Elektro encerrou o 1T20 com Margem Bruta de R\$ 438 milhões (+0,2% vs. 1T19), impactada pela expansão da base de clientes (+49 mil consumidores vs. 1T19) – arrefecido por temperaturas mais amenas e início do impacto do Covid-19 nos últimos 10 dias de março – e pela Revisão Tarifária Periódica de agosto de 2019.

As Despesas Operacionais apresentaram redução de 22,0% em 1T20 vs. 1T19, totalizando R\$ 110 milhões e absorvendo, dessa forma, tanto a inflação quanto o crescimento da base de clientes (+1,8% vs. 1T19).

No 1T20, as Provisões para Perdas Estimadas em Créditos de Liquidação Duvidosa (PECLD) totalizaram R\$ 30 milhões, aumento de R\$ 14 milhões em comparação ao mesmo período de 2019, refletindo a postura mais conservadora e objetiva no provisionamento de PECLD da Carteira Fraude e da Carteira Jurídica, em ambos casos utilizando o histórico do comportamento (*aging*) destas dívidas nos últimos 60 meses, e impacto do Covid-19 (R\$ 4,8 milhões). Em comparação com o 4T19 onde o montante de PECLD foi de R\$ 30 milhões, houve manutenção do patamar.

A Elektro encerrou o 1T20 com EBITDA de R\$ 298 milhões, desempenho 6,4% superior ao 1T19. A Companhia registrou Lucro Líquido de R\$ 139 milhões no trimestre, aumento de 31,1% em relação ao 1T19.

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)	1T20	1T19	Variação	
			R\$	%
Receita Líquida	203	219	(16)	(7,3%)
Custos Com Energia	(46)	(41)	(5)	12,2%
MARGEM BRUTA	158	178	(20)	(11,2%)
Despesa Operacional	(56)	(45)	(11)	24,4%
PECLD	0	(2)	2	(100,0%)
(+) Equivalência Patrimonial	(3)	26	(29)	(111,5%)
EBITDA	99	157	(58)	(36,9%)
Depreciação	(46)	(34)	(12)	35,3%
Resultado Financeiro	(42)	(28)	(14)	50,0%
IR/CS	(6)	(22)	16	(72,7%)
LUCRO LÍQUIDO	5	73	(68)	(93,2%)

DRE HIDROS (R\$ MM)	1T20	1T19	Variação	
			R\$	%
Receita Líquida	136	127	9	7,1%
Custos Com Energia	(36)	(33)	(3)	9,1%
MARGEM BRUTA	100	94	6	6,4%
Despesa Operacional	(27)	(24)	(3)	12,5%
PECLD	-	-	-	-
(+) Equivalência Patrimonial	(3)	26	(29)	(111,5%)
EBITDA	70	97	(27)	(27,8%)
Depreciação	(19)	(8)	(11)	137,5%
Resultado Financeiro	(18)	(2)	(16)	800,0%
IR/CS	(17)	(18)	1	(5,6%)
LUCRO LÍQUIDO	16	68	(52)	(76,5%)

DRE EÓLICAS (R\$ MM)	1T20	1T19	Variação	
			R\$	%
Receita Líquida	67	92	(25)	(27,2%)
Custos Com Energia	(9)	(8)	(1)	12,5%
MARGEM BRUTA	58	84	(26)	(31,0%)
Despesa Operacional	(29)	(20)	(9)	45,0%
PECLD	-	(3)	3	(100,0%)
(+) Equivalência Patrimonial	-	-	-	-
EBITDA	29	61	(32)	(52,5%)
Depreciação	(27)	(26)	(1)	3,8%
Resultado Financeiro	(24)	(26)	2	(7,7%)
IR/CS	11	(4)	15	(375,0%)
LUCRO LÍQUIDO	(11)	5	(16)	(320,0%)

O segmento Renováveis encerrou o período de 1T20 com Margem Bruta de R\$ 158 milhões (-11,2% vs. 1T19), impactada negativamente pelas eólicas (-R\$ 26 milhões) devido à menor eolicidade.

As despesas operacionais no 1T20 foram de R\$ 56 milhões (+R\$ 11 milhões vs. 1T19), impactadas pelo incremento nas eólicas em função de uma contingência jurídica extraordinária de cunho tributário (R\$5 milhões) e pelo maior headcount (R\$3 milhões) para a construção dos parques Oitis e Chafariz.

Cabe acrescentar que no trimestre houve impacto negativo de R\$ 3 milhões na equivalência patrimonial no 1T20 (-R\$ 29 milhões vs. 1T19), principalmente pela menor contribuição de Belo Monte oriunda da liquidação de sua energia livre que se deu ao PLD da região Norte, que esteve em níveis baixos, além disso no 1T19, foi registrado R\$17 milhões relativo a diferença de imposto diferido em Belo Monte.

O EBITDA do segmento Renováveis encerrou o 1T20 em R\$ 99 milhões e o Lucro do trimestre foi R\$ 5 milhões.

2.4. Liberalizado

DRE LIBERALIZADO (R\$ MM)	1T20	1T19	Variação	
			R\$	%
Receita Líquida	556	617	(61)	(9,9%)
Custos Com Energia	(419)	(554)	135	(24,4%)
Margem Bruta	137	63	74	117,5%
Despesa Operacional	(44)	(24)	(20)	83,3%
PECLD	(0)	0	-	-
Eq. Patrimonial	-	-	-	-
EBITDA	92	39	53	135,9%
Depreciação	(13)	(12)	(1)	8,3%
Resultado Financeiro	(29)	(19)	(10)	52,6%
IR CS	(11)	4	(15)	(375,0%)
LUCRO LÍQUIDO	39	13	26	200,0%

DRE NC (R\$ MM)	1T20	1T19	Variação	
			R\$	%
Receita Líquida	283	400	(117)	(29,3%)
Custos Com Energia	(255)	(426)	171	(40,1%)
Margem Bruta	28	(26)	54	(207,7%)
Despesa Operacional	(11)	(4)	(7)	175,0%
PECLD	(0)	0	-	-
EBITDA	18	(30)	48	(160,0%)
Depreciação	(0)	(0)	-	-
Resultado Financeiro	(4)	(1)	(3)	300,0%
IR CS	(5)	9	(14)	(155,6%)
LUCRO LÍQUIDO	9	(22)	31	(140,9%)

DRE TERMOVERNAMBUCO (R\$ MM)	1T20	1T19	Variação	
			R\$	%
Receita Líquida	273	216	57	26,4%
Custos Com Energia	(164)	(127)	(37)	29,1%
MARGEM BRUTA	109	89	20	22,5%
Despesas Operacionais	(34)	(19)	(15)	78,9%
Eq. Patrimonial	8	4	4	100,0%
EBITDA	83	74	9	12,2%
Depreciação	(13)	(12)	(1)	8,3%
Amort. Ágio	(8)	(8)	-	-
Resultado Financeiro	(26)	(18)	(8)	44,4%
IR/CS	(6)	(5)	(1)	20,0%
LUCRO LÍQUIDO	31	31	-	-

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\$ 137 milhões no 1T20 (+R\$ 74 milhões vs. 1T19), impactada sobretudo pelo resultado da Comercializadora (+R\$ 54 milhões vs. 1T19) devido ao seu novo posicionamento comercial, e pelo melhor resultado de Termopernambuco (+R\$ 20 milhões vs. 1T19), em virtude da maior geração por menor quantidade de dias de paradas no 1T20.

As despesas operacionais do segmento no 1T20 foram de R\$ 44 milhões, R\$ 20 milhões maiores que as registradas no 1T19, sobretudo pelas maiores despesas variáveis de Termopernambuco por conta de maior geração no 1T20.

O EBITDA de Liberalizado alcançou, no 1T20, R\$ 92 milhões, montante R\$ 53 milhões maior que o apurado no mesmo período de 2019. O segmento registrou Lucro Líquido de R\$ 39 milhões no 1T20 (+R\$ 26 milhões vs. 1T19).

3. EBITDA (LAJIDA)

Para o primeiro trimestre de 2019, o EBITDA da Companhia é composto 89,2% pelo segmento de Redes (R\$1.361 milhões), 6,5% pelo segmento Renováveis (R\$ 99 milhões) e 6,1% pelo segmento de Liberalizado (R\$ 93 milhões).

No 1T20 a Neoenergia consolidou EBITDA de R\$ 1.525 milhões (+14,1% vs. 1T19), conforme detalhado no item anterior.

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)	1T20	1T19	Variação	
			R\$	%
Lucro líquido do período (A)	577	492	85	17,3%
Lucro Atribuído aos minoritários	(21)	(18)	(3)	16,7%
Despesas financeiras (B)	(461)	(403)	(58)	14,4%
Receitas financeiras (C)	133	123	10	8,1%
Outros resultados financeiros, líquidos (D)	14	(12)	26	(216,7%)
Imposto de renda e contribuição social (E)	(233)	(190)	(43)	22,6%
Depreciação e Amortização (F)	(380)	(345)	(35)	10,1%
EBITDA = (A-(B+C+D+E+F))	1.525	1.337	188	14,1%

4. RESULTADO FINANCEIRO

RESULTADO FINANCEIRO LÍQUIDO (R\$ MM)	1T20	1T19	Variação	
			R\$	%
Renda de aplicações financeiras	39	47	(8)	(17,0%)
Encargos, variações monetárias e cambiais e Instrumentos financeiros derivativos de dívida	(329)	(308)	(21)	6,8%
Outros resultados financeiros não relacionados a dívida	(25)	(31)	6	(19,4%)
Juros, comissões e acréscimo moratório	58	52	6	11,5%
Variações monetárias e cambiais - outros	(12)	(4)	(8)	200,0%
Atualização provisão para contingências / depósitos judiciais	(46)	(32)	(14)	43,8%
Atualização do ativo / passivo financeiro setorial	4	8	(4)	(50,0%)
Obrigações pós emprego	(16)	(20)	4	(20,0%)
Outras receitas (despesas) financeiras líquidas	(13)	(35)	22	(62,9%)
Total	(315)	(292)	(23)	7,9%

De forma consolidada, o resultado financeiro da Companhia atingiu despesa no total de R\$ 315 milhões (+7,9% vs. 1T19).

Para a linha de Encargos de dívida, variações monetárias e cambiais e Instrumentos financeiros derivativos a piora de R\$ 21 milhões no resultado líquido na comparação com o 1T19 foi devido aos seguintes fatores:

- Variação do volume de dívida: No 1T20 houve um aumento de 9,9% no volume médio de dívida bruta do consolidado em relação ao primeiro trimestre do ano anterior devido às captações direcionadas para Capex e capital de giro do segmento de distribuição (principalmente para atender a expansão do mercado e melhorar os padrões de qualidade e de eficiência operacional na distribuidora, bem como para o combate de perdas comerciais e técnicas).
- Variação indexadores de dívida: O plano de gestão de passivos e a queda do CDI, principal indexador da dívida do Consolidado, em 0,50 pontos percentuais em comparação ao 1T19, e a queda do IPCA, resultaram em redução do custo médio da dívida.

Para a linha de Receita de Aplicações Financeiras o resultado negativo, comparado ao 1T19, de R\$ 8 milhões, se explica pelos seguintes fatores:

- Variação taxa média de rendimento (redução da receita em R\$ 16 milhões), devido à redução de 0,50 pontos percentuais no CDI no período.
- Variação do volume aplicado (aumento da receita em R\$ 8 milhões), devido ao aumento de 26,2% no volume aplicado.

Na tabela abaixo apresentamos os principais indexadores:

Índices	1T20	1T19	Δ	%
CDI	1,01%	1,51%	(0,50p.p.)	(33,11%)
TJLP	5,09%	7,03%	(1,94p.p.)	(27,60%)
Δ USD ¹	1,1680	0,0219	1,15	5233,33%
IPCA	0,53%	1,50%	(0,97p.p.)	(64,67%)

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

5. INVESTIMENTOS

O Grupo Neoenergia encerrou o 1T20 com investimento total de R\$ 964,5 milhões, montante que compreende todos os investimentos realizados pelas companhias as quais o Grupo Neoenergia consolida. Estão abaixo discriminados os investimentos consolidados gerenciais separados por segmento:

CAPEX Neoenergia (R\$ milhões)	1T20	1T19	Δ %
Redes	904,8	810,4	11,6%
Renováveis	39,6	27,2	45,6%
Liberalizado	19,9	40,7	(51,1%)
Holding	0,3	0,1	200,0%
TOTAL	964,5	878,4	9,8%

5.1. Controladas e Coligadas

Os investimentos realizados pelas companhias de controle conjunto ou coligadas corresponderam ao montante de R\$ 18,7 milhões no 1T20.

Controladas e Coligadas*	1T20	1T19	Δ %
EAPSA	0,2	0,0	-
Teles Pires	0,4	0,1	300%
Belo Monte	18,0	30,4	(41%)
Total	18,7	30,6	(39%)

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

5.2. Redes

5.2.1. Distribuição

No 1T20, as distribuidoras do Grupo realizaram CAPEX no montante de R\$ 670,0 milhões, dos quais R\$ 404,4 milhões foram destinados à Expansão de Redes (líquido de subvenção), R\$ 110,8 milhões foram alocados em

Renovação de Ativos, R\$ 64,3 milhões foram feitos para Melhoria de Redes e, por fim, R\$ 90,6 milhões foram destinados a projetos de combate a perdas, inadimplência e outros.

INVESTIMENTOS REALIZADOS    					
Natureza Investimento (Preço corrente - valores em R\$ MM)	1T20	1T20	1T20	1T20	CONSOLIDADO
Expansão de Rede	(232,4)	(89,4)	(33,7)	(68,5)	(423,9)
Programa Luz para Todos	(118,9)	-	-	-	(118,9)
Novas Ligações	(90,2)	(60,2)	(24,5)	(40,4)	(215,3)
Novas SE's e RD's	(23,3)	(29,2)	(9,2)	(28,1)	(89,8)
Compromisso ECV	-	0,0	-	-	0,0
Renovação de Ativos	(45,3)	(29,0)	(11,1)	(25,4)	(110,8)
Melhoria da Rede	(25,8)	(21,2)	(6,0)	(11,3)	(64,3)
Perdas e Inadimplência	(19,8)	(17,5)	(4,2)	(4,2)	(45,7)
Outros	(22,8)	(11,6)	(6,1)	(4,3)	(44,9)
Movimentação Material (Estoque x Obra)	(72,5)	8,3	(7,1)	(39,3)	(110,6)
(=) Investimento Bruto	(418,6)	(160,5)	(68,1)	(153,0)	(800,2)
SUBVENÇÕES	12,1	2,1	0,7	4,7	19,5
(=) Investimento Líquido	(406,5)	(158,4)	(67,4)	(148,3)	(780,6)
Movimentação Material (Estoque x Obra)	72,5	(8,3)	7,1	39,3	110,6
(=) CAPEX	(334,1)	(166,6)	(60,4)	(109,0)	(670,0)
BAR	(22,8)	(11,6)	(6,1)	(4,3)	(44,9)
BRR	(323,4)	(157,1)	(54,9)	(109,3)	(644,7)

5.2.2. Transmissão

No 1T20, o CAPEX total investido nas transmissoras foi de R\$ 234,7 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 e com entrega em andamento 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 47% dos equipamentos principais, cabos e torres já contratados, 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\$ 34,5 milhões no 1T20, destinados às obras do Complexo Chafariz, que já estão com 98% 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 já possuem projetos básicos concluídos e se encontram em fase de obtenção de licenças de instalação, visando o início das obras.

5.3.2. Usinas Hidrelétricas

Os investimentos em plantas hidrelétricas, de R\$ 5,1 milhões no 1T20, essencialmente *sustaining* Capex, foram R\$ 23,1 milhões menores que os realizados em 1T19, majoritariamente em função da execução das obras de Baixo Iguaçu em 2019.

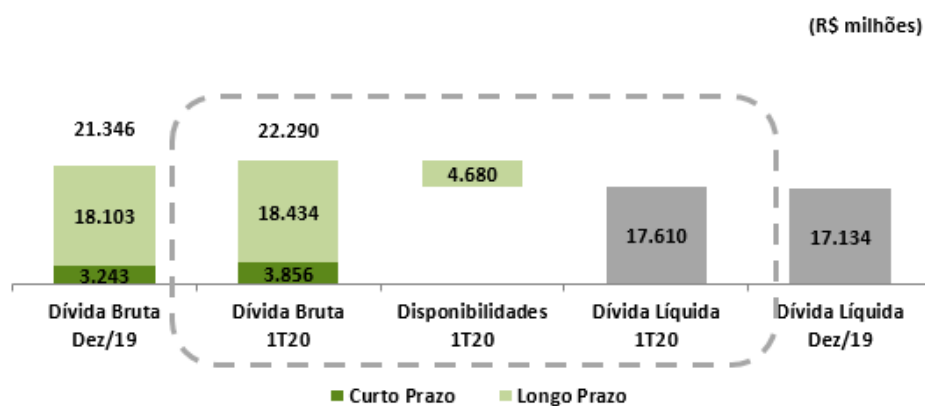
5.4. Liberalizado

A Termopernambuco realizou investimentos no montante de R\$ 19,3 milhões no 1T20, referente a compra de equipamentos para a Major Inspection que ocorrerá esse ano. Temendo eventuais dificuldades logísticas atreladas ao Covid-19, as compras e encomendas já foram realizadas.

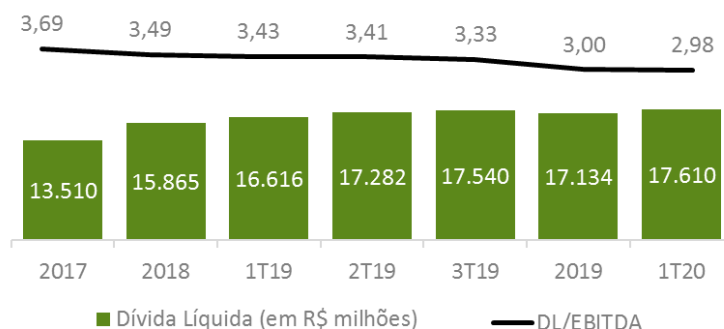
6. ENDIVIDAMENTO

6.1. Posição de Dívida e Alavancagem Financeira

Em março de 2020, a dívida bruta consolidada da Neoenergia, incluindo empréstimos, financiamentos, debêntures e instrumentos financeiros, foi de R\$ 22.290 milhões (dívida líquida R\$ 17.610 milhões), apresentando um aumento de 4% (R\$ 944 milhões) em relação a dezembro de 2019. Em relação a segregação do saldo devedor, a Neoenergia possui 83% da dívida contabilizada no longo prazo e 17% no curto prazo.

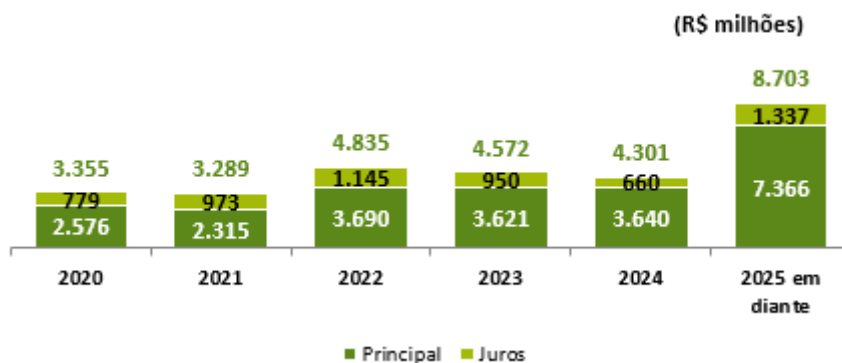


O indicador financeiro Dívida total líquida/EBITDA passou de 3,0 em 31 de dezembro de 2019 para 2,98 em 31 de março de 2020.



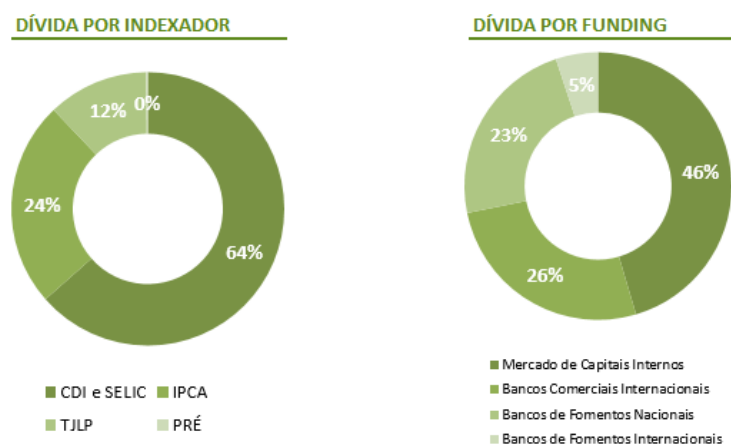
6.2 Cronograma de amortização das dívidas

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 31 de março de 1T20.



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 1T20 foi de 6,3% (vs. 6,4% em dezembro de 2019).



No 1T20, destacamos as seguintes linhas de contratação de dívida:

- (i) Coelba e Celpe: desembolsos de 4131 no valor total por empresa de R\$ 500 milhões (juros semestrais e amortização *bullet*);
- (ii) 1ª Emissão de Debêntures da Neoenergia Itabapoana Transmissão de Energia S.A, em série única, no valor de R\$ 300 milhões, com prazo de 25 anos (juros anuais e amortização SAC a partir de fev/2023).

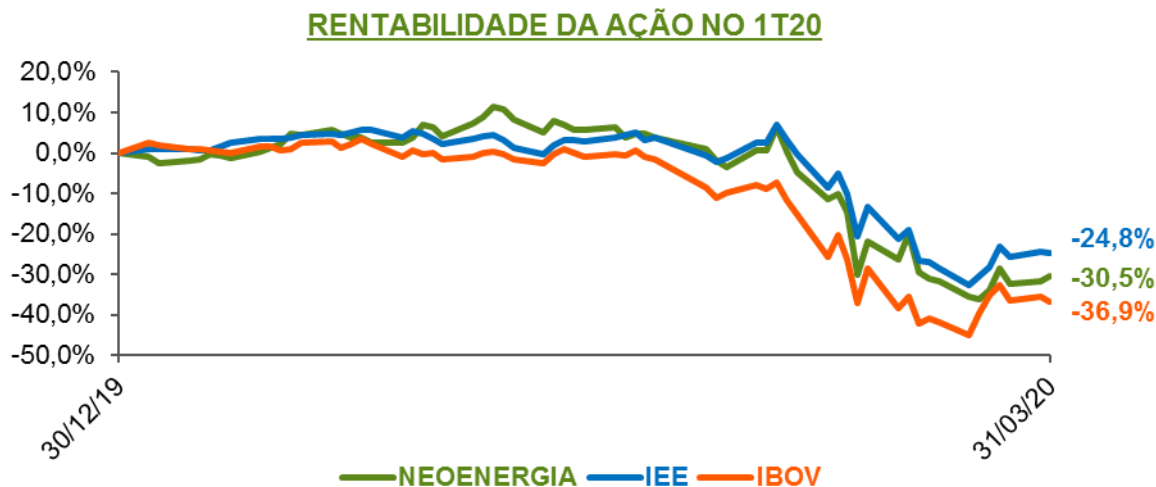
7. RATING

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 31 de março de 2020, o valor de mercado da Companhia era de R\$ 20,9 bilhões com as ações (NEOE3) cotadas a R\$ 17,19, representando valorização de 9,8% desde o IPO que aconteceu em 01 de julho de 2019. Desempenho

este superior ao Ibovespa (-27,7%) e ao IEE (-9,7%) no mesmo período. Com relação ao 1T20, as ações apresentaram desvalorização de 30,5%, conforme demonstrado no gráfico abaixo.



Abaixo, quadro com valores de cotação da ação, bem como o volume médio diário de ações negociadas na B3.

Mercado de capitais	1T20	4T19
Quantidade de ações (mil)	1.213.797	1.213.797
Valor de mercado ¹ (R\$ milhões)	20.865	30.005
B3		
Volume médio de ações negociadas/dia (R\$ milhões)	3,18	2,43
Volume financeiro médio/dia (R\$ milhões)	71,42	47,80
Última cotação (R\$/ação)	17,19	24,72

¹ Calculado a partir do preço de fechamento da ação no período

Em janeiro de 2020, as ações da Neoenergia passaram a integrar a carteira do Índice Brasil 100 (IBrX 100) da B3 – Brasil, Bolsa, Balcão, que terá vigência entre os meses de janeiro e abril de 2020. O IBrX 100 é um índice amplo que mede o retorno de uma carteira teórica composta por 100 ações selecionadas entre as mais negociadas na B3, em termos de número de negócios e volume financeiro, no período de 12 meses. A Neoenergia conseguiu sua inclusão no índice com apenas 5 meses de negociação de suas ações.

9. OUTROS TEMAS

9.1. 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)	1T20					1T19				
	Consolidado	 COELBA	 CELPE	 COSERN	 ELEKTRO	Consolidado	 COELBA	 CELPE	 COSERN	 ELEKTRO
Convencional	9.785	4.114	2.484	1.004	2.183	9.575	4.087	2.399	976	2.112
Baixa Renda	2.610	1.284	867	290	168	2.573	1.208	885	294	185
Total	12.394	5.398	3.351	1.294	2.351	12.147	5.295	3.284	1.271	2.297

10. NOTA DE CONCILIAÇÃO

A Neoenergia s.a., apresenta os resultados do primeiro trimestre (1T20) 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).

	Ano atual	Ano anterior	
Memória de Cálculo (CONSOLIDADO)	31/03/2020	31/03/2019	Correspondência nas Notas Explicativas
(+) Receita líquida	6.920	7.104	Demonstrações de resultado
(-) Valor de reposição estimado da concessão	(71)	(127)	Nota 5
(-) Outras receitas	(86)	(68)	Nota 5
(+) Outras receitas - Outras receitas	15	5	Nota 5.4
= RECEITA Operacional Líquida	6.778	6.914	
(+) Custos com energia elétrica	(3.291)	(3.887)	Demonstrações de resultado
(+) Combustível para produção de energia	(138)	(78)	Nota 7
(+) Custos de construção	(1.030)	(927)	Demonstrações de resultado
= Custo com Energia	(4.459)	(4.892)	
(+) Valor de reposição estimado da concessão	71	127	Nota 5
= MARGEM BRUTA	2.390	2.149	
(+) Custos de operação	(935)	(832)	Demonstrações de resultado
(+) Despesas com vendas	(69)	(68)	Demonstrações de resultado
(+) Outras receitas/despesas gerais e administrativas	(298)	(313)	Demonstrações de resultado
(-) Combustível para produção de energia	138	78	Nota 7
(-) Depreciação	339	302	Nota 7
(+) Outras receitas	86	68	Nota 5
(-) Outras receitas - Outras receitas	(15)	(5)	Nota 5.4
= Despesa Operacional (PMSO)	(754)	(770)	
(+) PECLD	(108)	(68)	Demonstrações de resultado
(+) Equivalência Patrimonial	(3)	26	Demonstrações de resultado
EBITDA	1.525	1.337	
(+) Depreciação e Amortização	(380)	(345)	Demonstrações de resultado e Nota 7
(+) Resultado Financeiro	(314)	(292)	Demonstrações de resultado
(+) IR/CS	(233)	(190)	Demonstrações de resultado
(+) Minoritário	(21)	(18)	Demonstrações de resultado
LUCRO LÍQUIDO	577	492	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 31/03/2020):

Em implantação	Estado	Participação Neoenergia	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%	11/08/2047
Subestações Rede Básica			
SE Dourados 02	MS	100%	11/08/2047
Neoenergia Biguaçu Transmissão de Energia S.A.			
Subestações Rede Básica			
SE Biguaçu	SC	100%	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%	09/03/2048
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%	09/03/2048
Subestações Rede Básica			
SE Santa Luzia II	PB	100%	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%	22/03/2049
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%	22/03/2049
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%	22/03/2049
Subestações Rede Básica			
SE 500 kV Campos 2	RJ	100%	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%	22/03/2049
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%	22/03/2049
Subestações Rede Básica			
SE 525 kV Marmeleiro - Compensação Síncrona SE 230 kV Livramento 3 - Compensação Síncrona	RS	100%	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 31/03/2019):

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	18/06/2053
CANOAS 4	100%	PB	São José do Sabugi	34,65	16,5	18/06/2053
CHAFARIZ 1	100%	PB	Santa Luzia	34,65	18,2	18/06/2053
CHAFARIZ 2	100%	PB	Santa Luzia	34,65	17,4	18/06/2053
CHAFARIZ 3	100%	PB	Santa Luzia	34,65	18,2	18/06/2053
CHAFARIZ 6	100%	PB	Santa Luzia	31,19	15,2	18/06/2053
CHAFARIZ 7	100%	PB	Santa Luzia	34,65	18,3	18/06/2053
LAGOA 3	100%	PB	São José do Sabugi	34,65	17,2	18/06/2053
LAGOA 4	100%	PB	São José do Sabugi e Santa Luzia	20,79	10,2	18/06/2053
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	37,10	19,8	28/11/2054
OITIS 8	100%	PI	Dom Inocêncio	37,10	19,4	28/11/2054
OITIS ACL (10 parques)	100%	PI/BA	Dom Inocêncio e Casa Nova	492,30		23/12/2054

ANEXO III – Quadros Gerenciais por Segmentos

DRE (R\$ MM)	CONSOLIDADO			
	1T20	1T19	Variação	
			R\$	%
MARGEM BRUTA	2,390.0	2,147.0	243.0	11.3%
(-) Despesas Operacionais (PMSO)	(754.0)	(769.0)	15.0	-2.0%
(-) PECLD	(108.0)	(68.0)	(40.0)	58.8%
(+) Equivalência Patrimonial/Venda de Ativos	(3.0)	26.0	(29.0)	-111.5%
EBITDA	1,525.0	1,337.0	188.0	14.1%
Depreciação	(380.0)	(345.0)	(35.0)	10.1%
Resultado Financeiro	(315.0)	(292.0)	(23.0)	7.9%
IR/CS	(233.0)	(190.0)	(43.0)	22.6%
Eliminações (Part. Minoritária)	(21.0)	(18.0)	(3.0)	16.7%
LUCRO LÍQUIDO	576.0	492.0	84.0	17.1%

(1) Considera Receita de Construção

(2) Considera Custos de Construção

	REDES				RENOVÁVEIS			
DRE (R\$ MM)	1T20	1T19	Variação		1T20	1T19	Variação	
			R\$	%			R\$	%
MARGEM BRUTA	2,100.8	1,909.1	191.7	10.0%	157.8	178.0	(20.2)	-11.3%
(-) Despesas Operacionais (PMSO)	(632.4)	(666.6)	34.2	-5.1%	(55.8)	(44.6)	(11.2)	25.1%
(-) PECLD	(107.9)	(63.0)	(44.9)	71.3%	0.0	(2.4)	2.4	-100.0%
(+) Equivalência Patrimonial/Venda de Ativos			-	-	(2.9)	26.1	(29.0)	-111.1%
EBITDA	1,360.6	1,179.4	181.2	15.4%	99.1	157.2	(58.1)	-37.0%
Depreciação	(280.2)	(254.4)	(25.8)	10.1%	(46.4)	(34.2)	(12.2)	35.7%
Resultado Financeiro	(259.2)	(280.1)	20.9	-7.5%	(42.0)	(28.2)	(13.8)	48.9%
IR/CS	(209.9)	(166.9)	(43.0)	25.8%	(5.9)	(22.1)	16.2	-73.3%
Eliminações (Part. Minoritária)			-	-			-	-
LUCRO LÍQUIDO	611.3	478.0	133.3	27.9%	4.9	72.6	(67.7)	-93.3%

	LIBERALIZADO				OUTROS			
DRE (R\$ MM)	1T20	1T19	Variação		1T20	1T19	Variação	
			R\$	%			R\$	%
MARGEM BRUTA	137.1	63.3	73.8	116.6%	(5.7)	(3.3)	(2.4)	72.7%
(-) Despesas Operacionais (PMSO)	(44.4)	(23.7)	(20.7)	87.3%	(21.4)	(34.1)	12.7	-37.2%
(-) PECLD	(0.0)	0.2	(0.2)	-100.0%	(0.2)	(2.8)	2.6	-92.9%
(+) Equivalência Patrimonial/Venda de Ativos			-	-	(0.1)	(0.1)	-	0.0%
EBITDA	92.0	39.0	53.0	135.9%	(26.7)	(38.6)	11.9	-30.8%
Depreciação	(13.0)	(12.0)	(1.0)	8.3%	(40.4)	(44.4)	4.0	-9.0%
Resultado Financeiro	(29.1)	(18.6)	(10.5)	56.5%	15.3	34.9	(19.6)	-56.2%
IR/CS	(10.7)	4.1	(14.8)	-361.0%	(6.5)	(5.1)	(1.4)	27.5%
Eliminações (Part. Minoritária)			-	-	(21.0)	(18.0)	(3.0)	16.7%
LUCRO LÍQUIDO	39.1	12.6	26.5	210.3%	(79.3)	(71.2)	(8.1)	11.4%

REDES								
COELBA					CELPE			
DRE (R\$ MM)	1T20	1T19	Variação		1T20	1T19	Variação	
			R\$	%			R\$	%
Receita Líquida	2,461	2,464	(3)	(0.11%)	1,523	1,602	(79)	(4.93%)
Custos com Energia	(1,597)	(1,698)	101	(5.97%)	(1,103)	(1,219)	116	(9.52%)
Ativo Financeiro da Concessão (VNR)	38	67	(28)	(42.64%)	12	24	(12)	(50.00%)
MARGEM BRUTA	902.4	832.2	70.2	8.4%	431.8	406.4	25.4	6.3%
(-) Despesas Operacionais (PMSO)	(276.4)	(283.6)	7.2	-2.5%	(180.4)	(179.8)	(0.6)	0.3%
(-) PECLD	(32.8)	(21.7)	(11.1)	51.2%	(45.4)	(23.0)	(22.4)	97.4%
(+) Equivalência Patrimonial/Venda de Ativos	-	-	-	-	-	-	-	-
EBITDA	593.2	526.9	66.3	12.6%	206.1	203.6	2.5	1.2%
Depreciação	(131.1)	(114.8)	(16.3)	14.2%	(67.4)	(62.7)	(4.7)	7.5%
Resultado Financeiro	(117.3)	(116.2)	(1.1)	0.9%	(84.8)	(86.2)	1.4	-1.6%
IR/CS	(70.9)	(65.4)	(5.5)	8.4%	(15.1)	(16.7)	1.6	-9.6%
Eliminações (Part. Minoritária)	-	-	-	-	-	-	-	-
LUCRO LÍQUIDO	273.9	230.5	43.4	18.8%	38.8	38.0	0.8	2.1%

COSERN					ELEKTRO			
DRE (R\$ MM)	1T20	1T19	Variação		1T20	1T19	Variação	
			R\$	%			R\$	%
Receita Líquida	621	680	(58)	(8.59%)	1,543	1,632	(89)	(5.44%)
Custos com Energia	(420)	(517)	97	(18.80%)	(1,120)	(1,216)	97	(7.94%)
Ativo Financeiro da Concessão (VNR)	6	15	(8)	(57.14%)	15	21	(7)	(30.66%)
MARGEM BRUTA	208.0	177.7	30.3	17.1%	438.5	437.2	1.3	0.3%
(-) Despesas Operacionais (PMSO)	(62.2)	(60.1)	(2.1)	3.5%	(110.5)	(141.6)	31.1	-22.0%
(-) PECLD	0.4	(2.2)	2.6	-118.2%	(30.3)	(16.0)	(14.3)	89.4%
(+) Equivalência Patrimonial/Venda de Ativos	-	-	-	-	-	-	-	-
EBITDA	146.2	115.4	30.8	26.7%	297.8	279.6	18.2	6.5%
Depreciação	(24.3)	(22.2)	(2.1)	9.5%	(57.3)	(55.8)	(1.5)	2.7%
Resultado Financeiro	(22.2)	(23.3)	1.1	-4.7%	(31.3)	(55.5)	24.2	-43.6%
IR/CS	(18.4)	(14.4)	(4.0)	27.8%	(70.5)	(62.1)	(8.4)	13.5%
Eliminações (Part. Minoritária)	-	-	-	-	-	-	-	-
LUCRO LÍQUIDO	81.3	55.5	25.8	46.5%	138.6	106.2	32.4	30.5%



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)