

Rio de Janeiro, 09 de fevereiro de 2021 – Neoenergia anuncia hoje os seus resultados do quarto trimestre e encerramento do período de 12 meses de 2020 (4T20 e 2020).



ICO2 B3 ISE B3 IEE B3 IBRX100 B3



DESTAQUES (R\$ MM) 4T20	4T20	4T19	Δ %	2020	2019	Δ %
Receita Operacional Líquida	10.002	7.215	39%	31.138	27.622	13%
Margem Bruta	3.163	2.509	26%	10.233	9.163	12%
Despesas Operacionais (PMSO)	(999)	(894)	12%	(3.225)	(3.180)	1%
EBITDA	2.101	1.513	39%	6.496	5.719	14%
Resultado Financeiro	(350)	(368)	(5%)	(1.030)	(1.341)	(23%)
Lucro Atribuído aos Controladores	996	618	61%	2.809	2.229	26%
Ativo Financeiro da Concessão (VNR)	404	156	159%	549	556	(1%)
IFRS 15	360	198	82%	758	343	121%



INDICADORES OPERACIONAIS						
Mercado cativo (GWh)	10.493	11.574	(9,3%)	41.348	43.942	(5,9%)
Mercado cativo + livre (GWh)	14.883	15.500	(4,0%)	57.026	58.922	(3,2%)
Volume de energia injetada (GWh)	18.006	17.776	1,3%	66.857	67.878	(1,5%)
Número de Clientes (mil)	14.289	14.049	1,7%			

Indicadores Financeiros de Dívida	2020	2019	Variação
Dívida Líquida(1)/EBITDA(2)	2,85	3,00	(0,1)
EBITDA/Resultado Financeiro(2)	6,31	4,27	2,0
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 18.006 GWh no 4T20 (+1,29% vs. 4T19) refletindo a retomada da atividade econômica, e de 66.857 GWh no 2020 (-1,50% vs. 2019) impactada pelos efeitos da Covid-19, sobretudo no 2T20;
- No 4T20, a PECLD totalizou R\$35 milhões, queda de R\$73 milhões vs. 4T19 devido ao êxito das ações de cobrança. No ano a PECLD foi de R\$456 milhões, R\$124 milhões acima de 2019, impactada pela pandemia;
- Despesas Operacionais de R\$999 milhões no 4T20 (+12% vs. 4T19) pela aceleração das ações de corte e cobrança, além de gastos não recorrentes da aquisição da CEB (R\$25 milhões) e de baixa de ativos na Celpe (R\$26 milhões). No ano as despesas foram de R\$3,2 bilhões, em linha com 2019;
- EBITDA de R\$2,1 bilhões em 4T20 (+39% vs. 4T19) e de R\$6,5 bilhões no 2020 (+14% vs. 2019), confirmando a retomada da economia;
- Lucro de R\$996 milhões em 4T20 (+61% vs. 4T19) e de R\$2,8 bilhões em 2020 (+26% vs. 2019);
- CAPEX de R\$2,1 bilhões no 4T20 (+49% vs. 4T19) e R\$6,3 bilhões no ano (+44% vs. 2019) em virtude do avanço dos projetos de Transmissão e Eólicas;
- Redução da alavancagem. Dívida Líquida/EBITDA de 2,85x no 4T20 abaixo do registrado no 4T19, de 3,0x.

TELECONFERÊNCIA 4T20

Quarta-feira, 10 de fevereiro de 2021

Horário: 10:00 (BRT) | 08:00 (EST)

(com tradução simultânea para o inglês)

Telefone para conexão: +55 (11) 3181-8565 ou +55 (11) 4210-1803
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.com.br/neoenergia/4t20.htm>

A NEOENERGIA S.A., APRESENTA OS RESULTADOS DO QUARTO TRIMESTRE (4T20) E DO EXERCÍCIO DE 2020 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

MENSAGEM DO PRESIDENTE	4
1. DESEMPENHO OPERACIONAL	5
1.1. Redes	5
1.2. Renováveis	13
1.3. Liberalizado	15
2. DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO	16
2.1. Consolidado	16
2.2. Redes	17
2.3. Renováveis	21
2.4. Liberalizado	23
3. EBITDA (LAJIDA)	24
4. RESULTADO FINANCEIRO	24
5. INVESTIMENTOS	25
5.1. Controladas e Coligadas	25
5.2. Redes	25
5.3. Renováveis	26
5.3.1. Parques Eólicos	26
5.3.2. Usinas Hidrelétricas	26
5.4. Liberalizado	27
6. ENDIVIDAMENTO	27
6.1. Posição de Dívida e Alavancagem Financeira	27
6.2. Cronograma de amortização das dívidas	27
6.3. Perfil Dívida	28
7. RATING	28
8. MERCADO DE CAPITAIS	29
9. OUTROS TEMAS	29
9.1. Adesão à Conta-Covid	29
9.2. Leilão CEB	30
9.3. Decisão Judicial Favorável à Celpe (Causa do PIS/COFINS)	30
9.4. Clientes Baixa Renda	30
9.5. Remuneração de Acionistas	30
10. NOTA DE CONCILIAÇÃO	30

ANEXO I – Ativos de Transmissão em Implementação	32
ANEXO II - Ativos Eólicos em Construção	33
ANEXO III – Quadros Gerenciais por Segmentos	34

MENSAGEM DO PRESIDENTE

Em meio a um ano tão desafiador como 2020, que vai ser lembrado pelos efeitos da Pandemia de Covid-19, a Neoenergia manteve sua trajetória de crescimento constante, fruto de uma estratégia estruturada e um modelo de negócios sustentável e diversificado. Com disciplina de custos e constante busca por eficiência, mantivemos nosso OPEX no mesmo patamar de 2017, absorvendo a inflação, aumento do número de clientes e de *headcount* pela expansão do nosso portfólio de negócios. O EBITDA cresceu 14% em relação a 2019, enquanto o lucro líquido alcançou R\$2,8 bilhões, 26% superior ao verificado no ano anterior.

Após o forte impacto das medidas de restrição de mobilidade e a desaceleração da economia no segundo trimestre no setor elétrico, verificamos durante o resto do ano uma recuperação do mercado ao patamar de 2019, resultando em uma retração de 1,5% da energia injetada do ano. Com inovação e pioneirismo implementamos novos canais de atendimento e pagamento, impactando positivamente a inadimplência. Encerramos o ano com um índice de arrecadação 0,7 p.p. acima de 2019. Importante destacar que mesmo diante dos desafios operacionais impostos pela Pandemia asseguramos a qualidade do serviço atendendo os limites regulatórios.

Ao longo do ano investimos mais de R\$ 6,3 bilhões, aproximadamente 50% na expansão e modernização de redes de distribuição. No segmento de transmissão, energizamos, antes do prazo contratual, 359 km e a subestação Biguaçu, em Santa Catarina, agregando 400 MVA ao sistema elétrico brasileiro. Já nos negócios renováveis, demos prosseguimento a construção do complexo de Chafariz, na Paraíba, que se encontra dentro do cronograma, e iniciamos a mobilização de Oitis, com 95% do CAPEX e dos materiais e serviços contratados.

O ano de 2020 também foi importante na expansão da nossa atuação no País. Alinhados com a estratégia global e com plano de negócios baseado em eficiências, sinergia e na modernização das redes, adquirimos a Companhia Elétrica de Brasília (CEB), num investimento de R\$2,5 bilhões. Também arrematamos mais um lote de transmissão com mais de 80% na Bahia, área de concessão da Coelba, adicionando 1,1 mil km de redes e uma subestação de 400MVA ao portfólio, além de aprovarmos a construção do primeiro parque solar da Neoenergia, com 149 MW dc, no complexo de Luzia, na Paraíba.

Entendemos que nosso papel vai além dos resultados financeiros e atuamos fortemente no apoio no combate dos efeitos da Covid-19, promovendo ações de Eficiência Energética, doação de recursos hospitalares, insumos de higiene e alimentação aos mais vulneráveis. Por meio do Instituto Neoenergia, investimos mais de R\$ 9 milhões em projetos sociais, culturais e ambientais, sendo 47% com recursos próprios.

Ampliamos ainda nosso projeto de capacitação e desenvolvimento local, com a formação de quase 1,5 mil alunos em Escolas de Eletricistas, que promovem também a inclusão e diversidade com a formação de mulheres como eletricitistas. Nossas práticas sustentáveis, compromisso com o meio ambiente e a geração de dividendos sociais são cada vez mais reconhecidas. Ingressamos na 16ª carteira do Índice de Sustentabilidade Empresarial (ISE) e na 11ª carteira do Índice Carbono Eficiente (ICO2) da B3, e figuramos entre as empresas do selo Proética.

Acreditamos na responsabilidade do setor elétrico na recuperação da economia e continuaremos investindo em projetos que promovam a descarbonização, com a expansão de energias renováveis e iniciativas para eletrificação da economia, como o primeiro Corredor Verde do Nordeste, que permitirá a mobilidade elétrica entre seis capitais nordestinas.

Os Resultados alcançados em 2020 são fruto de um trabalho planejado e do compromisso de um time engajado com os resultados comprometidos. Agradeço ao time da Neoenergia pela coragem, perseverança e responsabilidade e a nossos acionistas pela confiança.

Mario Jose Ruiz Tagle Larrain

Diretor-presidente da Neoenergia

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 ao final de 2020 em cada distribuidora do Grupo Neoenergia. Em comparação com 2019, houve aumento de 240 mil consumidores (+1,7%).

Número de Consumidores (milhares)	2020					2019					VARIÇÃO				
	Consolidado	COELBA	CELPE	COSERN	ELEKTRO	Consolidado	COELBA	CELPE	COSERN	ELEKTRO	Consolidado	COELBA	CELPE	COSERN	ELEKTRO
Residencial	12.601	5.490	3.414	1.308	2.390	12.353	5.385	3.337	1.297	2.334	248	105	77	10	56
Industrial	39	13	5	1	20	41	14	5	1	21	(2)	0	0	0	(2)
Comercial	935	408	225	103	199	983	426	256	103	198	(48)	(18)	(31)	0	1
Rural	556	225	143	56	131	505	201	127	50	128	51	25	17	6	3
Outros	158	69	33	26	30	167	80	33	25	29	(9)	(11)	0	1	1
Total	14.289	6.205	3.820	1.494	2.770	14.049	6.105	3.757	1.476	2.711	240	100	63	18	59

1.1.1.2. Evolução do Mercado

A energia distribuída (cativo + livre) foi 14.883 GWh no 4T20 (-4,0% vs. 4T19), explicada, principalmente, pela redução do ciclo de leitura do Grupo A, ocorrido nos meses de novembro e dezembro de 2020, conforme previsto na Resolução Normativa ANEEL 863/2019, que fez com que o faturamento destes clientes fosse deslocado para janeiro de 2021 e, portanto, contabilizada como energia não faturada no 4T20, de modo que não houve impacto econômico no trimestre. Assim sendo, desconsiderando o efeito desta Resolução, haveria crescimento de +2,5% vs. 4T19, com volume total distribuído chegando a 15.883 GWh.

No ano, a energia distribuída atingiu 57.026 GWh (-3,2% vs. 2019) e sem o impacto da REN 863 o volume seria de 58.026 GWh (-1,5% vs. 2019), ainda refletindo os impactos decorrentes da pandemia, sobretudo dos efeitos no 2T20.

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

Energia Distribuída - Mercado Cativo (GWh)	COELBA			CELPE			COSERN			ELEKTRO			CONSOLIDADO		
	4T20	4T19	%	4T20	4T19	%	4T20	4T19	%	4T20	4T19	%	4T20	4T19	%
Residencial	1.926	1.931	(0,3%)	1.392	1.366	1,9%	602	573	5,1%	1.360	1.227	10,8%	5.279	5.097	3,6%
Industrial	229	368	(37,8%)	113	162	(30,2%)	56	77	(27,3%)	330	366	(9,8%)	728	973	(25,2%)
Comercial	680	900	(24,4%)	501	668	(25,0%)	194	253	(23,3%)	551	590	(6,6%)	1.928	2.412	(20,1%)
Rural	473	664	(28,8%)	165	205	(19,5%)	126	148	(14,9%)	318	297	7,1%	1.081	1.315	(17,8%)
Outros	583	726	(19,7%)	404	479	(15,7%)	153	198	(22,7%)	338	374	(9,6%)	1.477	1.777	(16,9%)
Energia Distribuída - Mercado Cativo Total	3.891	4.590	(15,2%)	2.574	2.880	(10,6%)	1.130	1.250	(9,6%)	2.898	2.854	1,5%	10.493	11.574	(9,3%)
Mercado Livre	1.180	1.045	12,9%	989	886	11,6%	328	271	21,0%	1.893	1.723	9,9%	4.390	3.926	11,8%
TOTAL (Cativo+Livre)	5.071	5.635	(10,0%)	3.563	3.766	(5,4%)	1.458	1.521	(4,1%)	4.791	4.577	4,7%	14.883	15.500	(4,0%)
TOTAL ex-REN 863	5.525	5.635	(2,0%)	3.847	3.766	2,2%	1.550	1.521	1,9%	4.961	4.577	8,4%	15.883	15.500	2,5%

Energia Distribuída - Mercado Cativo (GWh)	COELBA			CELPE			COSERN			ELEKTRO			CONSOLIDADO		
	2020	2019	%	2020	2019	%	2020	2019	%	2020	2019	%	2020	2019	%
Residencial	7.446	7.326	1,6%	5.413	5.164	4,8%	2.365	2.229	6,1%	5.099	4.773	6,8%	20.323	19.493	4,3%
Industrial	1.095	1.435	(23,7%)	502	786	(36,1%)	246	297	(17,2%)	1.219	1.480	(17,6%)	3.062	3.997	(23,4%)
Comercial	2.768	3.404	(18,7%)	2.062	2.526	(18,4%)	803	987	(18,6%)	2.074	2.272	(8,7%)	7.708	9.190	(16,1%)
Rural	1.913	2.212	(13,5%)	618	686	(9,9%)	406	432	(6,0%)	1.115	1.080	3,2%	4.052	4.410	(8,1%)
Outros	2.444	2.790	(12,4%)	1.711	1.847	(7,4%)	679	758	(10,4%)	1.370	1.457	(6,0%)	6.203	6.852	(9,5%)
Energia Distribuída - Mercado Cativo Total	15.667	17.166	(8,7%)	10.307	11.009	(6,4%)	4.499	4.704	(4,4%)	10.875	11.062	(1,7%)	41.348	43.942	(5,9%)
Mercado Livre	4.305	4.063	6,0%	3.512	3.242	8,3%	1.134	1.078	5,2%	6.727	6.596	2,0%	15.678	14.980	4,7%
TOTAL (Cativo+Livre)	19.972	21.229	(5,9%)	13.819	14.251	(3,0%)	5.633	5.782	(2,6%)	17.602	17.658	(0,3%)	57.026	58.922	(3,2%)
TOTAL ex-REN 863	20.426	21.229	(3,8%)	14.103	14.251	(1,0%)	5.725	5.782	(1,0%)	17.772	17.658	0,6%	58.026	58.922	(1,5%)

O consumo residencial, de maior margem, apresentou crescimento em todas as distribuidoras, consolidando aumento de 3,6% no 4T20 (com destaque para a Elektro +10,8%) e de 4,3% no ano em relação à 2019, impulsionado tanto pelo aumento na base de clientes (+1,7%) como pela realidade de isolamento social imposta pela Covid-19.

O consumo da classe industrial cativa apresentou queda de 25,2% no 4T20 vs. 4T19, explicada, principalmente, pela redução do ciclo de leitura do Grupo A, ocorrido em novembro e dezembro de 2020. Quando analisamos esse grupo juntamente com o mercado livre, houve aumento de 4,5% no 4T20 vs. 4T19, influenciado pelo retorno das atividades econômicas. No ano, observou-se retração de 1,2% vs. 2019, ainda em razão dos impactos da pandemia, sobretudo no 2T20.

A classe comercial cativa apresentou queda de 20,1% no 4T20 vs. 4T19 e 16,1% em 2020 vs. 2019, explicada, principalmente, pela redução do ciclo de leitura do Grupo A ocorrido em novembro e dezembro de 2020 e pelas medidas de distanciamento social imposta pela Covid-19, que afetou todos os ramos, à exceção dos supermercados e hospitais.

A classe rural apresentou queda de 17,8% quando comparada ao 4T19 devido à redução do ciclo de leitura do Grupo A e pela menor demanda de irrigação, com exceção da Elektro que no trimestre registrou aumento de 7,1%, devido a maior irrigação por secas na região no fim do ano. Com relação ao ano de 2020, observa-se uma queda de 8,1% (vs. 2019) explicada pela menor demanda de irrigação em razão de maiores chuvas no início do ano.

As outras classes apresentaram decréscimo de 16,9% (4T20 vs. 4T19) e de 9,5% (2020 vs. 2019), também em razão da redução do ciclo de leitura do Grupo A e do fechamento de unidades do poder público 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 18.006 GWh no 4T20 (+1,29% vs. 4T19) e 66.857 em 2020 (-1,50% vs. 2019).

BALANÇO ENERGÉTICO (GWh)	4T20	4T19	4T20 x 4T19		2020	2019	2020 x 2019	
			Dif	%			Dif	%
CONSOLIDADO								
Mercado Cativo	10.493	11.574	(1.081)	(9,34%)	41.348	43.941	(2.593)	(5,90%)
Mercado Livre + Suprimento	4.390	3.926	464	11,82%	15.678	14.980	698	4,66%
Energia Distribuída (A)	14.883	15.499	(616)	(3,97%)	57.026	58.920	(1.894)	(3,21%)
Energia Perdida (B)	2.309	2.368	(59)	(2,49%)	8.767	8.883	(116)	(1,31%)
Não Faturado (C)	814	(91)	905	(994,51%)	1.065	75	990	1320,00%
Energia Injetada (D) = (A) + (B) + (C)	18.006	17.776	230	1,29%	66.857	67.878	(1.021)	(1,50%)
COELBA								
Mercado Cativo	3.891	4.590	(699)	(15,23%)	15.667	17.166	(1.499)	(8,73%)
Mercado Livre + Suprimento	1.180	1.045	135	12,92%	4.305	4.063	242	5,96%
Energia Distribuída (A)	5.071	5.635	(564)	(10,01%)	19.972	21.229	(1.257)	(5,92%)
Energia Perdida (B)	931	1.020	(89)	(8,73%)	3.659	3.789	(130)	(3,43%)
Não Faturado (C)	422	(82)	504	(614,63%)	497	44	453	1029,55%
Energia Injetada (D) = (A) + (B) + (C)	6.424	6.573	(149)	(2,27%)	24.127	25.063	(936)	(3,73%)
CELPE								
Mercado Cativo	2.574	2.880	(306)	(10,63%)	10.307	11.009	(702)	(6,38%)
Mercado Livre + Suprimento	989	886	102	11,63%	3.512	3.242	270	8,33%
Energia Distribuída (A)	3.563	3.766	(203)	(5,39%)	13.819	14.251	(432)	(3,03%)
Energia Perdida (B)	828	800	28	3,50%	3.106	2.976	130	4,37%
Não Faturado (C)	249	(37)	286	(772,97%)	307	15	292	1946,67%
Energia Injetada (D) = (A) + (B) + (C)	4.640	4.529	111	2,45%	17.232	17.242	(10)	(0,06%)
COSERN								
Mercado Cativo	1.130	1.250	(120)	(9,60%)	4.499	4.704	(205)	(4,36%)
Mercado Livre + Suprimento	328	271	57	21,03%	1.134	1.078	55	5,19%
Energia Distribuída (A)	1.458	1.521	(63)	(4,14%)	5.633	5.782	(149)	(2,58%)
Energia Perdida (B)	181	188	(7)	(3,72%)	618	642	(24)	(3,74%)
Não Faturado (C)	110	8	102	1275,00%	99	0	99	-
Energia Injetada (D) = (A) + (B) + (C)	1.750	1.718	32	1,86%	6.350	6.424	(74)	(1,15%)
ELEKTRO								
Mercado Cativo	2.898	2.854	44	1,54%	10.875	11.062	(187)	(1,69%)
Mercado Livre + Suprimento	1.893	1.723	170	9,87%	6.727	6.596	131	1,99%
Energia Distribuída (A)	4.791	4.577	214	4,68%	17.602	17.658	(56)	(0,32%)
Energia Perdida (B)	369	360	8	2,50%	1.384	1.476	(92)	(6,23%)
Não Faturado (C)	33	19	14	73,68%	163	15	148	986,67%
Energia Injetada (D) = (A) + (B) + (C)	5.193	4.957	236	4,76%	19.148	19.149	(1)	(0,01%)

1.1.1.4. Perdas

As perdas de energia são acompanhadas através do índice percentual que calcula a razão entre a energia injetada e a energia faturada, acumuladas no período de 12 meses. Com base nessa metodologia, apresentamos abaixo a evolução do indicador e a comparação com a cobertura tarifária.

DISTRIBUIDORAS	Perdas 12 meses (%)																
	Perda Técnica					Perda Não Técnica					Perda Total						
	4T19	1T20	2T20	3T20	4T20	4T19	1T20	2T20	3T20	4T20	4T19	Aneel 19	1T20	2T20	3T20	4T20	Aneel 20
 COELBA	10,99%	10,89%	10,65%	10,63%	10,59%	4,31%	4,33%	4,51%	4,78%	6,63%	15,30%	14,25%	15,23%	15,16%	15,40%	17,22%	14,35%
 CELPE	8,18%	8,10%	8,11%	8,14%	8,05%	9,17%	9,63%	9,68%	9,97%	11,75%	17,35%	16,03%	17,74%	17,79%	18,10%	19,80%	16,10%
 COSERN	8,45%	8,39%	8,50%	8,43%	8,44%	1,54%	1,90%	1,40%	1,42%	2,86%	9,99%	10,72%	10,29%	9,90%	9,85%	11,29%	10,77%
 ELEKTRO	5,84%	5,83%	5,72%	5,70%	5,73%	1,95%	1,86%	1,68%	2,35%	2,35%	7,79%	8,03%	7,69%	7,40%	8,06%	8,08%	8,11%

DISTRIBUIDORAS	Perdas totais 12 meses (GWh)																
	Perda Técnica					Perda Não Técnica					Perda Total						
	4T19	1T20	2T20	3T20	4T20	4T19	1T20	2T20	3T20	4T20	4T19	Aneel 19	1T20	2T20	3T20	4T20	Aneel 20
 COELBA	2.753	2.716	2.594	2.580	2.556	1.080	1.080	1.096	1.159	1.600	3.834	3.523	3.796	3.690	3.739	4.155	3.338
 CELPE	1.410	1.410	1.384	1.393	1.388	1.581	1.677	1.647	1.707	2.025	2.991	2.720	3.087	3.031	3.100	3.413	2.652
 COSERN	543	542	534	533	536	99	123	93	90	181	642	694	664	627	622	717	677
 ELEKTRO	1.118	1.114	1.068	1.079	1.096	374	356	311	445	450	1.491	1.347	1.470	1.379	1.523	1.546	1.553

NOTA: Devido ao fato de o prazo de apuração do indicador de perdas de dezembro de 2020 ser posterior ao período de divulgação deste relatório, os dados apresentados são estimados. O indicador de dezembro de 2019 foi ajustado para a apuração definitiva.

O aumento das perdas totais 12 meses nas 4 distribuidoras em relação ao trimestre anterior é explicada, principalmente, pela redução do ciclo de leitura do Grupo A, ocorrido nos meses de novembro e dezembro de 2020 que empurrou o faturamento para janeiro/21, conforme previsto na Resolução Normativa ANEEL 863/2019. Essa adequação fez com que o volume do não faturado aumentasse no 4T20 afetando, consequentemente, o indicador de perdas. Vale destacar que o efeito é temporário e será carregado até o 4T21 em virtude de o indicador ser acompanhado na visão 12 meses. Ademais não há nenhum impacto no Resultado Econômico da Companhia, haja vista que não houve aumentos significativos na energia efetivamente perdida, como podemos demonstrar na próxima tabela.

A Coelba apresentou perdas totais 12 meses no 4T20 de 17,22% acima do limite regulatório de 14,35%, correspondentes a uma quantidade de energia perdida de 4.155 GWh. Desconsiderando o efeito da Resolução Normativa no calendário de faturamento do 4T20, o indicador teria ficado em 15,34%, inferior ao observado no 3T20.

Na Celpe, as perdas totais na visão 12 meses encerraram o 4T20 em 19,80% acima do limite regulatório de 16,10%, correspondentes a uma quantidade de energia perdida de 3.413 GWh. Desconsiderando o efeito da Resolução Normativa no calendário de faturamento do 4T20, o indicador teria ficado em 18,16%, em linha com o observado no 3T20.

Já as perdas totais na visão 12 meses no 4T20 na Cosern encerraram em 11,29% acima do limite regulatório de 10,77%, correspondentes a uma quantidade de energia perdida de 717 GWh. Desconsiderando o efeito da Resolução Normativa no calendário de faturamento do 4T20, o indicador teria ficado em 9,83%, inferior ao observado no 3T20.

Por fim, a Elektro encerrou o 4T20 com perdas totais 12 meses de 8,08% abaixo do limite regulatório de 8,11%, correspondentes a uma quantidade de energia perdida de 1.546 GWh. Desconsiderando o efeito da Resolução Normativa no calendário de faturamento do 4T20, o indicador teria ficado em 7,19%, inferior ao observado no 3T20.

A tabela abaixo demonstra a magnitude do aumento da energia não faturada no trimestre e o percentual de perdas totais excluindo o efeito da Resolução Normativa.

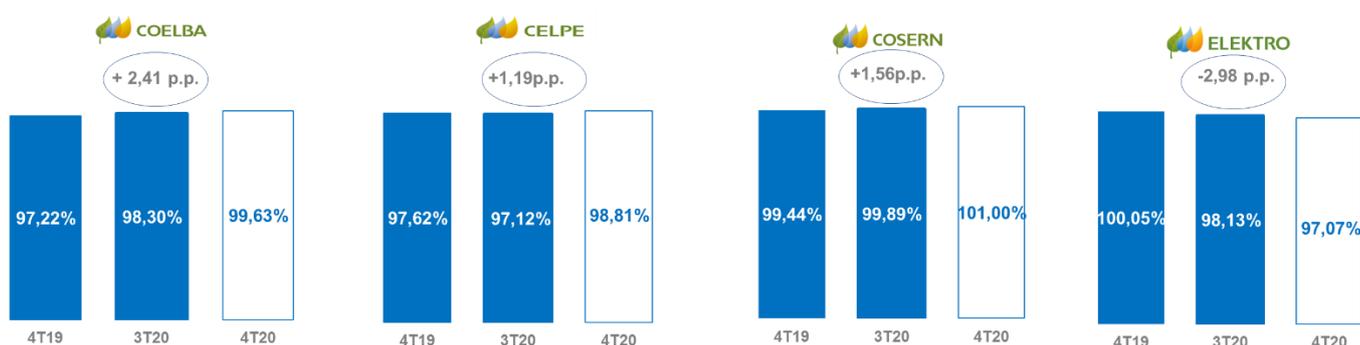
12 Meses (GWh)	COELBA				CELPE				COSERN				ELEKTRO			
	4T19	3T20	4T20	4T20 ex-REN 863	4T19	3T20	4T20	4T20 ex-REN 863	4T19	3T20	4T20	4T20 ex-REN 863	4T19	3T20	4T20	4T20 ex-REN 863
Distribuída	21.229	20.537	19.972	20.426	14.251	14.023	13.819	14.103	5.782	5.695	5.633	5.725	17.659	17.388	17.602	17.772
Energia Perdida	3.789	3.747	3.659	3.659	2.976	3.078	3.106	3.106	642	625	618	618	1.476	1.375	1.384	1.384
Não Faturado	44	-7	497	43	15	21	307	24	-0	-3	99	6	15	149	163	-7
Perdas Totais (a)	3.834	3.739	4.155	3.702	2.991	3.100	3.413	3.130	642	622	717	624	1.491	1.523	1.546	1.377
Injetada (b)	25.063	24.276	24.127	24.127	17.242	17.122	17.232	17.232	6.424	6.317	6.350	6.350	19.149	18.911	19.148	19.148
% Perdas Totais a/b	15,30%	15,40%	17,22%	15,34%	17,35%	18,11%	19,80%	18,16%	9,99%	9,85%	11,29%	9,83%	7,79%	8,06%	8,08%	7,19%

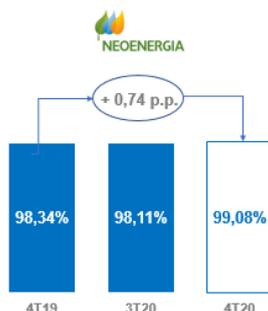
No 4T20 foram adotadas as seguintes ações de combate a perdas:

- Realização de 467 mil inspeções recuperando mais de 338 GWh;
- Substituição de 428 mil medidores obsoletos e/ou com possível defeito;
- Regularização em mais de 119 mil clandestinos, sendo 242 grandes clandestinos que resultaram em torno de 98 GWh recuperados;
- Levantamento e Fiscalização da Iluminação Pública em mais de 1,2 milhão pontos do parque de IP, totalizando uma energia recuperada de 121 GWh;
- Realização de 175 ações policiais de combate ao furto de energia, recuperando mais de 38 GWh.

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.





Com base nos gráficos acima percebe-se um elevado patamar de arrecadação em todas as quatro distribuidoras do grupo. A taxa de arrecadação consolidada, foi de 99,08% no 4T20 (+ 0,97 p.p. em relação ao 3T20), 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, que tem permitido reaver parte do que não fora pago, especialmente no 2T20 (auge da pandemia).

PECLD/ ROB	4T19	1T20	2T20	3T20	4T20	3T20 x 4T20	4T19 x 4T20	2020	2019	Var.	Limite Regulatório	
 COELBA	ROB	3.111	2.806	2.356	2.555	2.744	7,40%	(11,80%)	10.461	11.199	(6,59 p.p.)	
	PECLD	46	32	67	33	15	(54,55%)	(67,39%)	148	127	16,48 p.p.	
	Inadimplência	1,47%	1,15%	2,84%	1,30%	0,56%	(0,75 p.p.)	(0,92 p.p.)	1,41%	1,13%	0,28 p.p.	1,16%
 CELPE	ROB	2.006	1.894	1.629	1.714	1.883	9,86%	(6,13%)	7.120	7.310	(2,60 p.p.)	
	PECLD	40	46	85	32	16	(50,00%)	(60,00%)	180	134	33,95 p.p.	
	Inadimplência	1,98%	2,42%	5,23%	1,89%	0,87%	(1,03 p.p.)	(1,11 p.p.)	2,53%	1,84%	0,69 p.p.	1,40%
 COSERN	ROB	805	758	639	687	740	7,71%	(8,07%)	2.824	2.919	(3,26 p.p.)	-
	PECLD	(2)	(0)	7	(1)	2	100,00%	-	4	5	(32,56 p.p.)	-
	Inadimplência	(0,24%)	(0,04%)	1,11%	(0,22%)	(0,21%)	0,00 p.p.	0,02 p.p.	0,13%	0,19%	(0,06 p.p.)	0,40%
 ELEKTRO	ROB	1.912	1.872	1.609	1.706	1.998	17,12%	4,50%	7.185	7.895	(8,99 p.p.)	-
	PECLD	30	31	56	44	9	(79,55%)	(70,00%)	139	95	46,35 p.p.	-
	Inadimplência	1,54%	1,65%	3,47%	2,57%	0,45%	(2,12 p.p.)	(1,10 p.p.)	1,94%	1,21%	0,73 p.p.	0,39%

NOTA: PECLD considera o valor provisionado + correção monetária

Vale destacar no 4T20 o sucesso das diversas ações de cobrança listada abaixo, que diminuíram o índice de inadimplência via melhorias na arrecadação e permitiram um baixo patamar de PECLD, em virtude de reversões de valores provisionados.

- Realização de 631 mil suspensões de fornecimento por meio de atuação em concentrações georeferenciadas;
- Acompanhamentos de 102 mil instalações de clientes que sofreram a suspensão do fornecimento e não solicitaram a taxa de religação, no intuito de evitar perdas no processo com fraudes ou desligamentos;
- Negativações de 3.658 mil consumidores;
- Intensificação da cobrança e das negociações;
- Cobranças telefônicas totalizando 22,6 milhões contatos através de SMS e URA;

- vi. Cobrança por e-mail totalizando 1.515 mil acionamentos;
- vii. 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, reflexo da boa gestão operacional do grupo:



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

1.1.2. Transmissoras

1.1.2.1. Ativos de Transmissão em operação

No 4T20, estavam em operação seis ativos de transmissão (Afluente T, Nrandiba, Potiguar Sul, Atibaia, Biguaçu e Sobral), além dos três trechos pertencentes ao lote 4 do Leilão de abr/17 (Dourados), já entregues ao sistema: Nova Porto Primavera - Rio Brilhante entregue em jul/20, Rio Brilhante – Campo Grande entregue em dez/20 e Nova Porto Primavera – Ivinhema também em dez/20.

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.

Leilão	Lote	Nome	Localização	Extensão (Km)	Subestação	RAP ³ (R\$ MM)	Entrada em Operação	Taxa de Disponibilidade da Linha (%)		
								2018	2019	2020
-	-	Afluente T	BA	489 km	3 subestações	45	1990	99,72	99,88	99,97
Leilão Jun/08	E	Narandiba ¹	BA	-	1 subestação	10	Jun/11	99,93	99,94	99,97
Leilão Jun/11	G	Extremoz II ¹		-	1 subestação	3	Set/14	100,00	100,00	100,00
Leilão Mai/12	D	Brumado II ¹	RN	-	1 subestação	2	Jul/15	99,93	99,94	99,97
Leilão Jan/13	G	Potiguar Sul	RN / PB	196 km	-	26	Nov/16	99,48	99,68	99,93
Leilão Abr/17	4	Dourados	MS	578 km	1 subestação	13	Jul/20	n/a	n/a	100,00
		Nova Porto Primavera - Rio Brilhante	MS / SP	147 km	-		Jul/20	n/a	n/a	n/a
		Nova Porto Primavera - Vinhema	MS / SP	64 km	-		Dez/20	n/a	n/a	n/a
		Rio Brilhante - Campo Grande	MS / SP	149 km	-		Dez/20	n/a	n/a	n/a
	20	Atibaia	MS	-	1 subestação	15	Dez/19	n/a	n/a	99,99
	22	Biguaçu	SC	-	1 subestação	15	Jul/20	n/a	n/a	100,00
27	Sobral	CE	-	1 subestação	14	Jan/20	n/a	n/a	100,00	

NOTA 1: Afluente T foi oriunda do processo de desverticalização da Coelba

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

² RAP homologada (2020-21), exceto para os trechos de Dourados, cuja RAP é a efetivamente liberada a partir da entrada em operação.

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

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

Avanço Físico Projetos Transmissão				LICENÇAS			RAP ⁽¹⁾	CAPEX Aneel	Entrada em Operação (Aneel)	Fim da Concessão
Leilão	Lote	Nome	Avanço (%)	LP	LI	LO	R\$ (MM)	R\$ (MM)		
Leilão Abr/2017	Lote 4	Dourados	88%	✓	✓	●	66	487	Ago/22	Ago/47
Leilão Dez/2017	Lote 4	Jalapão	71%	✓	✓	▲	126	1.346	Mar/23	Mar/48
	Lote 6	Sta. Luzia	62%	✓	✓	▲	57	584	Mar/23	Mar/48
Leilão Dez/2018	Lote 2	Guanabara	11%	●	▲	▲	117	2.792	Mar/24	Mar/49
	Lote 3	Itabapoana	10%	●	▲	▲	69	1.331	Mar/24	Mar/49
	Lote 1	Vale do Itajaí	12%	●	●	▲	194	754	Mar/24	Mar/49
	Lote 14	Lagoa dos Patos	28%	●	●	▲	121	1.215	Mar/24	Mar/49
Leilão Dez/2019	Lote 9	Rio Formoso	16%	✓	●	▲	18	303	Mar/24	Mar/49
Leilão Dez/2020	Lote 2	TBD	0%	▲	▲	▲	160	1.997	Mar/26	Mar/51

(1) RAP do Leilão

Concluído	✓
Em andamento	●
A Iniciar	▲

LP = Licença Prévia

LI = Licença de Instalação

LO = Licença de Operação

NOTA: Evolução em 31 de dezembro de 2020.

Os projetos de construção dos lotes de transmissão obtidos nos leilões de abr/17, dez/17, dez/18 e dez/19 seguem com avanços significativos, confirmando o cronograma previsto pela Neoenergia.

Leilão de Abril/2017

- Lote 4 (Dourados) – conforme mencionado acima já foram entregues 3 de 5 trechos, de modo que o empreendimento já conta com 52% da RAP do projeto e 361 km de extensão de linha (equivalente a 63% do total das linhas do lote): LT Nova Porto Primavera - Rio Brilhante (147 km), com 25 meses de antecedência em relação ao prazo Aneel (agosto de 2022), LT Rio Brilhante – Campo Grande (149 km), com antecipação de 20 meses em relação ao prazo Aneel e LT 230 kV Nova Porto Primavera – Ivinhema (65 km), com antecipação de 19 meses em relação ao prazo Aneel.

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:

- Lote 1 (Vale do Itajaí) – LP's obtidas para as 5 subestações 230kV: Gaspar 2, Indaial, Rio do Sul, Jaguará do Sul e Itajaí;
- Lote 2 (Guanabara) e Lote 3 (Itabapoana) – LPs em andamento;
- Lote 14 (Lagoa dos Patos) – Licença de Instalação obtida para as duas subestações (SE Marmeleiros-2 e SE Livramento-3) e para o trecho LT Sta. Maria – Livramento.

Leilão de Dezembro/2019:

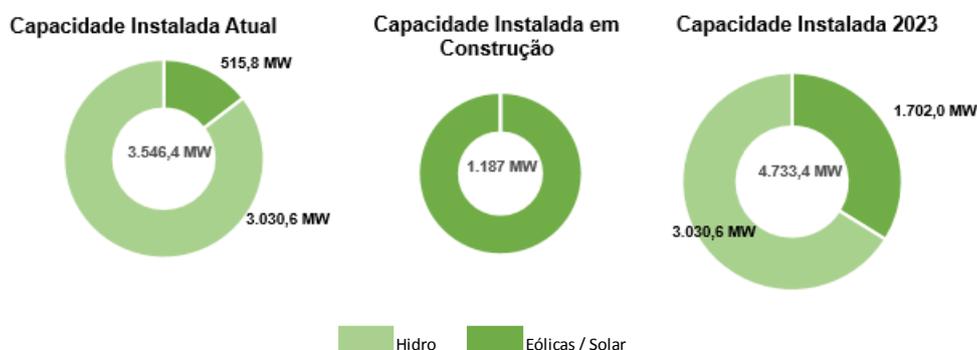
- Lote 9 (Rio Formoso) – LP obtida.

Leilão de Dezembro/2020:

A Neoenergia arrematou o lote 2, que compreende 3 linhas de transmissão de 500 kV, 1 linha de transmissão de 230 kV, uma nova subestação Medeiros Neto de 500 kV com compensação síncrona na Bahia, totalizando 1.091 km de extensão percorrendo majoritariamente a Bahia, além de Minas Gerais e Espírito Santo. O Capex Aneel estimado é de R\$ 2 bilhões com RAP de R\$ 160 milhões (atualizada anualmente por IPCA).

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

Em 2020, 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 três complexos em processo de construção: Chafariz, na Paraíba (15 parques com 471,2 MW), Oitis, no Piauí e na Bahia (12 parques com 566,5 MW) e Luzia (projeto solar de 149 MW dc).

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	31,5	17,5	03/08/2050
EOL Lagoa 1	100%	PB	Santa Luzia	31,5	18,7	03/08/2050

No 4T20 a energia eólica gerada foi de 560 GWh (-2,83% vs. 4T19) e de 1.878 GWh no 2020 (- 5,77% vs. 2019) devido a menores ventos em relação aos mesmos períodos de 2019. A disponibilidade no 4T20 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.

Todos os parques do Complexo Oitis obtiveram licença de instalação entre novembro e dezembro de 2020, permitindo assim iniciar os procedimentos de mobilização das obras do Complexo, com 3 meses de antecipação em relação ao *Business Plan*, uma vez que tinha data prevista para mobilização em fevereiro de 2021.

1.2.2. Hidrelétricas

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

Hidrelétricas em operação	Participação Neoenergia (Direta e Indireta)	Estado	Localidade	Capacidade Instalada (MW)	Energia Assegurada (MW)	Data da Concessão	Fim da Concessão
						Autorização	
UHE Itapebi	100%	BA	Rio Jequitinhonha	462.0	209.1	28/05/1999	31/08/2035
UHE Corumbá III	70%	GO	Rio Corumbá	96.5	49.3	07/11/2001	14/02/2037
UHE Baguari I	51%	MG	Rio Doce	140.0	84.7	15/08/2006	14/08/2041
UHE Dardanelos - Águas da Pedra	51%	MT	Rio Aripuanã	261.0	154.9	03/07/2007	02/01/2043
Teles Pires	51%	MT / PA	Rio Teles Pires	1,819.8	930.7	07/06/2011	06/06/2046
Belo Monte	10%	PA	Rio Xingu	11,233.1	4,571.0	26/08/2010	25/08/2045
Baixo Iguaçu - Geração Céu Azul	70%	PR	Rio Iguaçu	350.2	172.4	20/08/2012	30/10/2049

1.3. Liberalizado

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 504 MW, sua autorização vence em 2030.

No 4T20 houve uma geração de energia 12,28% inferior ao mesmo período de 2019, atingindo 1.029 GWh. Essa variação é explicada pela menor quantidade de dias de operação no período. No 4T20 foram 9 dias de parada por restrição de gás, ao passo que no 4T19 foi apenas 1 dia.

Em 2020 houve uma geração de energia de 27,90% inferior à registrada em 2019, chegando a 2.385 GWh. Essa redução se deve à menor quantidade de dias em operação em 2020, já que a planta ficou parada 174 dias, sendo 18 dias para manutenção, 14 dias por falta de fornecimento de gás e 142 por não ter sido despachada, enquanto em 2019 a planta ficou 104 dias sem operar. Importante frisar que o efeito das paradas no resultado da Termopernambuco é minimizado pela compra de energia a preços inferiores ao custo variável unitário, para suprir seus contratos de venda.

2. DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO

2.1. Consolidado

DRE CONSOLIDADO (R\$ MM)	4T20	4T19	Variação		2020	2019	Variação	
			R\$	%			R\$	%
Receita Operacional Líquida (1)	10.002	7.215	2.787	39%	31.138	27.622	3.516	13%
Custos Com Energia (2)	(7.243)	(4.862)	(2.381)	49%	(21.454)	(19.015)	(2.439)	13%
Margem Bruta s/VNR	2.759	2.353	406	17%	9.684	8.607	1.077	13%
Ativo Financeiro da Concessão (VNR)	404	156	248	159%	549	556	(7)	-1%
MARGEM BRUTA	3.163	2.509	654	26%	10.233	9.163	1.070	12%
Despesa Operacional (PMSO)	(999)	(894)	(105)	12%	(3.225)	(3.180)	(45)	1%
PECLD	(35)	(108)	73	(68%)	(456)	(332)	(124)	37%
(+) Equivalência Patrimonial	(28)	6	(34)	(567%)	(56)	68	(124)	-182%
EBITDA	2.101	1.513	588	39%	6.496	5.719	777	14%
Depreciação	(430)	(359)	(71)	20%	(1.618)	(1.446)	(172)	12%
Resultado Financeiro	(350)	(368)	18	(5%)	(1.030)	(1.341)	311	-23%
IR/CS	(292)	(144)	(148)	103%	(943)	(623)	(320)	51%
Minoritário	(33)	(24)	(9)	38%	(96)	(80)	(16)	20%
LUCRO LÍQUIDO	996	618	378	61%	2.809	2.229	580	26%

(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\$ 3.163 milhões no 4T20, +R\$ 654 milhões vs. 4T19 explicados, pelos efeitos dos Reajustes Tarifários das 4 distribuidoras e pelo maior VNR (+R\$ 248 milhões vs. 4T19), devido ao maior IPCA no período (+1,34 p.p.), além da aplicação do IFRS15 na transmissão de R\$ 360 milhões (+R\$ 162 milhões vs. 4T19).

Em 2020, a Margem Bruta foi de R\$ 10.233 milhões, R\$ 1.070 milhões acima de 2019 também impactado pelos efeitos dos Reajustes Tarifários das distribuidoras em 2019 e 2020 e pelos efeitos da Revisão Tarifária Periódica da Elektro em agosto de 2019, além da aplicação de R\$ 758 milhões de IFRS15 na transmissão (+R\$ 415 milhões vs. 2019).

As Despesas Operacionais da Neoenergia totalizaram R\$ 999 milhões no trimestre (+12% vs. 4T19) explicada, principalmente, pela aceleração de despesas de ações de cobrança nas 4 distribuidoras visando a recuperação dos valores não pagos durante os primeiros meses da pandemia nos quais as distribuidoras estão proibidas pela ANEEL de efetuar cortes, baixa não recorrente de alguns ativos na Celpe (R\$ 26 milhões) em função da aceleração do volume de investimentos para otimizar a Base de Remuneração de Ativos, gasto também não recorrente com os estudos do leilão da CEB (R\$ 25 milhões) e crescimento do segmento de transmissão (R\$ 8 milhões). Já no ano as Despesas Operacionais foram de R\$ 3.225 milhões, em linha com 2019, absorvendo 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\$ 35 milhões significativamente menor que os R\$ 108 milhões registrados no 4T19, o que demonstra o êxito das ações da cobrança que vem permitindo a reversão de provisões feitas e a recuperação de contas em aberto. No ano, a PECLD foi de R\$ 456 milhões, sendo R\$114 milhões ainda em razão dos impactos da Covid-19.

Como resultado dos efeitos apresentados, o EBITDA foi de R\$ 2.101 milhões no 4T20 (+39% vs.4T19) e de R\$ R\$ 6.496 milhões (+14% vs. 2019), confirmando a retomada da economia, a manutenção da eficiência e o avanço na construção dos projetos de transmissão.

Vale destacar que o Ebitda em 2020 foi impactado negativamente em cerca de R\$ 262 milhões em razão dos efeitos da Covid-19, principalmente, pela queda de mercado e maior inadimplência. Esse impacto se concentrou nas Distribuidoras e ocorreu da seguinte maneira: Coelba (R\$ 140 milhões), Elektro (R\$ 69 milhões), Celpe (R\$ 30 milhões) e Cosern (R\$ 24 milhões).

A Neoenergia registrou Lucro Líquido no trimestre de R\$ 996 milhões (+61% vs. 4T19) e em 2020 foi de R\$ 2.809 milhões (+26% vs. 2019), 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)	4T20	4T19	Variação		2020	2019	Variação	
			R\$	%			R\$	%
Receita Líquida	9.613	6.772	2.841	42%	29.896	25.901	3.995	15%
Custos Com Energia	(7.240)	(4.721)	(2.519)	53%	(21.596)	(18.460)	(3.136)	17%
Margem Bruta s/ VNR	2.373	2.051	322	16%	8.300	7.441	859	12%
Ativo Financeiro da Concessão (VNR)	404	156	248	159%	549	556	(7)	(1%)
Margem Bruta	2.777	2.207	570	26%	8.849	7.997	852	11%
Despesa Operacional (PMSO)	(780)	(703)	(77)	11%	(2.608)	(2.624)	16	(1%)
PECLD	(33)	(109)	76	(70%)	(454)	(348)	(106)	30%
EBITDA	1.964	1.395	569	41%	5.787	5.025	762	15%
Depreciação	(314)	(276)	(38)	14%	(1.189)	(1.062)	(127)	12%
Resultado Financeiro	(266)	(287)	21	(7%)	(806)	(1.149)	343	(30%)
IR CS	(257)	(147)	(110)	75%	(864)	(573)	(291)	51%
LUCRO LÍQUIDO	1.127	685	442	65%	2.928	2.241	687	31%

O segmento de Redes encerrou o trimestre com Margem Bruta de R\$ 2.777 milhões, R\$ 570 milhões acima do 4T19, pelos efeitos dos Reajustes Tarifários das 4 distribuidoras e pelo maior VNR (+R\$ 248 milhões vs. 4T19), explicado pelo maior IPCA no período (+1,34 p.p.), além da aplicação do IFRS15 na transmissão de R\$ 360 milhões (+R\$ 162 milhões vs. 4T19).

Em 2020, a Margem Bruta foi de R\$ 8.849 milhões, R\$ 852 milhões acima de 2019 também impactado pelos efeitos dos Reajustes Tarifários de 2019 e 2020 das distribuidoras e pelos efeitos da Revisão Tarifária Periódica da Elektro em agosto de 2019, além da aplicação de R\$ 758 milhões de IFRS15 na transmissão (+R\$ 415 milhões vs. 2019).

No que tange as despesas operacionais foram registrados R\$ 780 milhões no 4T20 (+ 11% vs. 4T19) relacionado à aceleração das ações de cobrança, baixa não recorrente de alguns ativos na Celpe (R\$ 26 milhões) em função da aceleração do volume de investimentos e crescimento do segmento de transmissão (R\$ 8 milhões). No ano, as

despesas operacionais foram de R\$ 2.608 milhões no ano (-1% vs. 2019), 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\$ 33 milhões, R\$ 76 milhões menor que no 4T19, o que demonstra o êxito das ações da cobrança que vem permitindo a reversão de provisões feitas e a recuperação das contas em aberto. No ano, a PECLD foi de R\$ 454 milhões, sendo R\$106 milhões ainda em razão dos impactos da Covid-19.

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

O EBITDA de Redes encerrou o 4T20 em R\$ 1.964 milhões (+41% vs. 4T19) e o ano em R\$ 5.787 milhões (+15% vs. 2019), confirmando a retomada da economia, a manutenção da eficiência e o avanço na construção dos projetos de transmissão.

Vale destacar que o Ebitda de Redes em 2020 foi impactado negativamente em cerca de R\$ 262 milhões em razão dos efeitos da Covid-19.

O Lucro Líquido no trimestre foi de R\$ 1.127 milhões (+65% vs. 4T19) e de R\$ 2.928 milhões em 2020 (+31% vs. 2019), em virtude do melhor resultado financeiro no período além das razões supracitadas.

2.2.1. COELBA

DRE COELBA (R\$ MM)	4T20	4T19	Variação		2020	2019	Variação	
			R\$	%			R\$	%
Receita Líquida	3.411	2.444	967	40%	10.909	9.922	987	10%
Custos com Energia	(2.500)	(1.634)	(866)	53%	(7.557)	(6.710)	(847)	13%
Ativo Financeiro da Concessão (VNR)	204	82	122	149%	280	210	70	33%
Margem Bruta	1.115	892	223	25%	3.632	3.422	210	6%
Despesa Operacional (PMSO)	(323)	(316)	(7)	2%	(1.117)	(1.159)	42	(4%)
PECLD	(14)	(45)	31	(69%)	(144)	(125)	(19)	15%
EBITDA	778	531	247	47%	2.371	2.138	233	11%
Depreciação	(148)	(131)	(17)	13%	(560)	(493)	(67)	14%
Resultado Financeiro	(104)	(111)	7	(6%)	(353)	(482)	129	(27%)
IR CS	(56)	(14)	(42)	300%	(239)	(154)	(85)	55%
LUCRO LÍQUIDO	470	275	195	71%	1.219	1.009	210	21%

A Coelba encerrou 4T20 com Margem Bruta de R\$ 1.115 milhões, (+ 25% vs. 4T19), devido ao aumento médio de 5% do reajuste tarifário de abril/20 e pelo maior VNR (+R\$ 122 milhões vs. 4T20), explicado pelo maior IPCA no período (+1,34 p.p.). Em 2020, a Margem Bruta ficou 6% acima em relação a 2019 explicado pelos mesmos motivos citados anteriormente

O PMSO foi de R\$ 323 milhões no 4T20, crescimento de 2% em relação ao 4T19. No ano, o PMSO foi de R\$ 1,1 bilhão, eficiência de 4% vs. 2019. A Coelba continua absorvendo tanto o crescimento da base de clientes (+1,6% vs. 2019) quanto a inflação do período e segue seu plano de primarização de processos operacionais.

No 4T20, a PECLD totalizou R\$ 14 milhões, queda de R\$ 31 milhões vs. 4T19, o que demonstra o êxito das ações da cobrança que vem permitindo a reversão de provisões feitas anteriormente. Já no ano, a PECLD foi de R\$ 144 milhões, R\$ 19 milhões acima de 2019 ainda em razão dos impactos da Covid-19.

Como resultado das variações citadas acima, o EBITDA no 4T20 foi de R\$ 778 milhões, incremento de 47% vs. 4T19. Em 2020, o EBITDA foi de R\$ 2,4 bilhões, + 11% vs. 2019.

O Lucro Líquido no 4T20 foi de R\$ 470 milhões (+71% vs. 4T19) e de R\$ 1,2 bilhão (+21% vs. 2019).

2.2.2. CELPE

DRE CELPE (R\$ MM)	4T20	4T19	Variação		2020	2019	Variação	
			R\$	%			R\$	%
Receita Líquida	2.138	1.533	605	39%	6.689	5.947	742	12%
Custos com Energia	(1.721)	(1.139)	(582)	51%	(5.107)	(4.415)	(692)	16%
Ativo Financeiro da Concessão (VNR)	77	24	53	221%	104	70	34	49%
Margem Bruta	494	418	76	18%	1.686	1.602	84	5%
Despesa Operacional (PMSO)	(207)	(149)	(58)	39%	(693)	(650)	(43)	7%
PECLD	(14)	(37)	23	(62%)	(171)	(125)	(46)	37%
EBITDA	273	232	41	18%	822	827	(5)	(1%)
Depreciação	(77)	(65)	(12)	18%	(288)	(257)	(31)	12%
Resultado Financeiro	(96)	(80)	(16)	20%	(251)	(338)	87	(26%)
IR CS	(21)	(16)	(5)	31%	(66)	(51)	(15)	29%
LUCRO LÍQUIDO	79	71	8	11%	217	181	36	20%

A Celpe encerrou o 4T20 com Margem Bruta de R\$ 494 milhões, aumento de 18% em relação ao 4T19, devido ao aumento médio de 5,16% do reajuste tarifário de abril/20 e pelo maior VNR (+R\$ 53 milhões), explicado pelo maior IPCA no período (+1,34 p.p.). Em 2020, a Margem Bruta ficou 5% acima do apurado em 2019, chegando a R\$ 1.686 milhões explicados pelos mesmos motivos citados anteriormente.

As despesas operacionais foram de R\$ 207 milhões no 4T20 (+ R\$ 58 milhões vs. 4T19) e de R\$ 693 milhões (+ R\$ 43 milhões vs. 2019), explicadas, principalmente, pelo aumento das ações de cobrança e pela baixa não recorrente de alguns ativos em função da aceleração do volume de investimentos no montante de R\$ 26 milhões.

No 4T20, a PECLD totalizou R\$ 14 milhões, queda de R\$ 23 milhões vs. 4T19 explicada por reversões de valores provisionados, o que demonstra o êxito das ações da cobrança. Já em 2020, a PECLD foi de R\$ 171 milhões, R\$ 46 milhões acima de 2019 ainda em razão dos impactos da Covid-19.

Como resultado das variações citadas acima, o EBITDA no 4T20 foi de R\$ 273 milhões, incremento de 18% vs. 4T19 e em 2020 foi de R\$ 822 milhões, em linha com 2019. Este resultado demonstra a retomada da atividade econômica.

O Lucro Líquido no 4T20 foi de R\$ 79 milhões (+11% vs. 4T19) e de R\$ 217 milhões (+20% vs. 2019).

2.2.3. COSERN

DRE COSERN (R\$ MM)	4T20	4T19	Variação		2020	2019	Variação	
			R\$	%			R\$	%
Receita Líquida	792	644	148	23%	2.697	2.545	152	6%
Custos com Energia	(606)	(454)	(152)	33%	(1.926)	(1.831)	(95)	5%
Ativo Financeiro da Concessão (VNR)	43	17	26	153%	57	45	12	27%
Margem Bruta	229	207	22	11%	828	759	69	9%
Despesa Operacional (PMSO)	(72)	(67)	(5)	7%	(252)	(240)	(12)	5%
PECLD	2	2	-	-	(3)	(5)	2	(40%)
EBITDA	159	142	17	12%	573	514	59	11%
Depreciação	(28)	(24)	(4)	17%	(105)	(93)	(12)	13%
Resultado Financeiro	(18)	(25)	7	(28%)	(55)	(96)	41	(43%)
IR CS	(14)	(13)	(1)	8%	(71)	(52)	(19)	37%
LUCRO LÍQUIDO	99	80	19	24%	342	273	69	25%

A Cosern encerrou o 4T20 com Margem Bruta de R\$ 229 milhões, + 11% vs. 4T19, devido ao aumento médio de 3,4% do reajuste tarifário de abril/20 e pelo maior VNR (+R\$ 26 milhões), explicado pelo maior IPCA no período (+1,34 p.p.). Em 2020, a Margem Bruta ficou em 9% acima do apurado em 2019, chegando a R\$ 828 milhões pelos mesmos motivos citados anteriormente.

As despesas operacionais foram de R\$ 72 milhões no 4T20 (+ R\$ 5 milhões vs. 4T19) e de R\$ 252 milhões (+ R\$ 12 milhões vs. 2019) explicadas, principalmente, pelo aumento das ações de corte.

No 4T20, a PECLD foi positiva em R\$ 2 milhões em linha com o 4T19. Já em 2020, a PECLD foi de R\$ 3 milhões, R\$ 2 milhões abaixo de 2019, confirmando o êxito das ações de cobrança.

Como resultado das variações citadas acima, o EBITDA no 4T20 foi de R\$ 159 milhões, incremento de 12% vs. 4T19 e em 2020 foi de R\$ 573 milhões, R\$ 59 milhões acima de 2019. Este resultado demonstra a retomada da atividade econômica.

O Lucro Líquido no 4T20 foi de R\$ 99 milhões (+24% vs. 4T19) e R\$ 342 milhões no acumulado (+25% vs. 2019), explicados pela melhora do EBITDA e do resultado financeiro.

2.2.4. ELEKTRO

DRE ELEKTRO (R\$ MM)	4T20	4T19	Variação		2020	2019	Variação	
			R\$	%			R\$	%
Receita Líquida	1.954	1.782	172	10%	6.654	6.485	169	3%
Custos com Energia	(1.497)	(1.327)	(170)	13%	(4.914)	(4.889)	(25)	1%
Ativo Financeiro da Concessão (VNR)	80	33	47	142%	108	231	(123)	(53%)
Margem Bruta	537	488	49	10%	1.848	1.827	21	1%
Despesa Operacional (PMSO)	(157)	(173)	16	(9%)	(524)	(585)	61	(10%)
PECLD	(8)	(29)	21	(72%)	(136)	(94)	(42)	45%
EBITDA	372	286	86	30%	1.188	1.148	40	3%
Depreciação	(62)	(56)	(6)	11%	(238)	(220)	(18)	8%
Resultado Financeiro	(36)	(69)	33	(48%)	(123)	(233)	110	(47%)
IR CS	(49)	(36)	(13)	36%	(235)	(200)	(35)	18%
LUCRO LÍQUIDO	225	125	100	80%	592	495	97	20%

A Elektro encerrou o 4T20 com Margem Bruta de R\$ 537 milhões, +10% vs. 4T19, devido ao aumento médio de 5,4% do reajuste tarifário de agosto/20 e pelo maior VNR (+ R\$ 47 milhões), explicado pelo maior IPCA no período (+1,34 p.p.). Em 2020, a Margem Bruta ficou em linha com o apurado em 2019, chegando a R\$ 1.848 milhões.

As despesas operacionais totalizaram R\$ 157 milhões no 4T20 e de R\$ 524 milhões em 2020, um desempenho 9% e 10% melhor, respectivamente, que o registrado nos mesmos períodos de 2019. A Elektro continua absorvendo tanto o crescimento da base de clientes (+2,2% vs. 2019) quanto à inflação do período.

No 4T20, a PECLD foi de R\$ 8 milhões, melhor em R\$ 21 milhões em relação ao 4T19, explicada por reversões de valores provisionados, o que demonstra êxito das ações de cobrança. Já em 2020, a PECLD foi de R\$ 136 milhões, R\$ 42 milhões acima de 2019, ainda em razão dos impactos da Covid-19.

Como resultado das variações citadas acima, o EBITDA no 4T20 foi de R\$ 372 milhões, incremento de 30% vs. 4T19 e em 2020 foi de R\$ 1.188 milhões, R\$ 40 milhões acima de 2019. Este resultado demonstra a retomada da atividade econômica.

O Lucro Líquido no 4T20 foi de R\$ 225 milhões (+80% vs. 4T19) e R\$ 592 milhões no acumulado (+20% vs. 2019), explicados pela melhora do EBITDA e do resultado financeiro.

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)	4T20	4T19	Variação		2020	2019	Variação	
			R\$	%			R\$	%
Receita Líquida	295	225	70	31%	1.010	950	60	6%
Custos Com Energia	(42)	(44)	2	(5%)	(141)	(167)	26	(16%)
MARGEM BRUTA	253	181	72	40%	869	783	86	11%
Despesa Operacional (PMSO)	(63)	(63)	-	-	(218)	(218)	-	-
PECLD	-	2	(2)	(100%)	-	1	(1)	(100%)
(+) Equivalência Patrimonial	(28)	6	(34)	(567%)	(56)	68	(124)	(182%)
EBITDA	162	126	36	29%	595	634	(39)	(6%)
Depreciação	(56)	(33)	(23)	70%	(196)	(168)	(28)	17%
Resultado Financeiro	(32)	(31)	(1)	3%	(157)	(146)	(11)	8%
IR/CS	(24)	3	(27)	(900%)	(40)	(51)	11	(22%)
LUCRO LÍQUIDO	50	65	(15)	(23%)	202	269	(67)	(25%)

DRE HIDROS (R\$ MM)	4T20	4T19	Variação		2020	2019	Variação	
			R\$	%			R\$	%
Receita Líquida	155	105	50	48%	562	526	36	7%
Custos Com Energia	(27)	(35)	8	(23%)	(102)	(128)	26	(20%)
MARGEM BRUTA	128	70	58	83%	460	398	62	16%
Despesa Operacional (PMSO)	(32)	(28)	(4)	14%	(107)	(111)	4	(4%)
PECLD	-	2	(2)	(100%)	-	1	(1)	(100%)
(+) Equivalência Patrimonial	(28)	6	(34)	(567%)	(56)	68	(124)	(182%)
EBITDA	68	50	18	36%	297	356	(59)	(17%)
Depreciação	(24)	(6)	(18)	300%	(83)	(63)	(20)	32%
Resultado Financeiro	(12)	(9)	(3)	33%	(74)	(54)	(20)	37%
IR/CS	(22)	7	(29)	(414%)	(65)	(35)	(30)	86%
LUCRO LÍQUIDO	10	42	(32)	(76%)	75	204	(129)	(63%)

DRE ÉOLICAS (R\$ MM)	4T20	4T19	Variação		2020	2019	Variação	
			R\$	%			R\$	%
Receita Líquida	140	120	20	17%	448	424	24	6%
Custos Com Energia	(15)	(9)	(6)	67%	(39)	(39)	-	-
MARGEM BRUTA	125	111	14	13%	409	385	24	6%
Despesa Operacional (PMSO)	(31)	(35)	4	(11%)	(111)	(107)	(4)	4%
EBITDA	94	76	18	24%	298	278	20	7%
Depreciação	(32)	(27)	(5)	19%	(113)	(105)	(8)	8%
Resultado Financeiro	(20)	(22)	2	(9%)	(83)	(92)	9	(10%)
IR/CS	(2)	(4)	2	(50%)	25	(16)	41	(256%)
LUCRO LÍQUIDO	40	23	17	74%	127	65	62	95%

O segmento Renováveis encerrou o 4T20 com margem bruta de R\$ 253 milhões (+R\$ 72 milhões vs. 4T19) impactada positivamente principalmente pelas hidráulicas (+R\$ 58 milhões vs. 4T19) em função da sazonalidade. Em 2020 apresentou margem de R\$ 869 milhões (+11% vs. 2019).

As despesas operacionais encerraram o 4T20 em R\$ 63 milhões e o ano em R\$ 218 milhões, em linha com os mesmos períodos de 2019.

A equivalência patrimonial no trimestre foi de -R\$ 28 milhões e no ano de -R\$ 56 milhões, 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.

O EBITDA do segmento Renováveis encerrou o 4T20 em R\$ 162 milhões (+29% vs. 4T19), boa performance tanto das hidros quanto das eólicas. No ano, o EBITDA chegou a R\$ 595 milhões (-6% vs. 2019).

O Lucro Líquido do trimestre foi de R\$50 milhões (-23% vs. 4T19) e do ano foi de R\$ 202 milhões (-25% vs. 2019).

2.4. Liberalizado

DRE LIBERALIZADO (R\$ MM)	4T20	4T19	Variação		2020	2019	Variação	
			R\$	%			R\$	%
Receita Líquida	648	726	(78)	(11%)	2.273	2.680	(407)	(15%)
Custos Com Energia	(510)	(596)	86	(14%)	(1.738)	(2.273)	535	(24%)
Margem Bruta	138	130	8	6%	535	407	128	31%
Despesa Operacional	(68)	(55)	(13)	24%	(186)	(138)	(48)	35%
PECLD	(2)	(1)	(1)	100%	(2)	(1)	(1)	100%
EBITDA	68	74	(6)	(8%)	347	268	79	29%
Depreciação	(17)	(7)	(10)	143%	(63)	(45)	(18)	40%
Resultado Financeiro	(9)	(25)	16	(64%)	(65)	(105)	40	(38%)
IR CS	(1)	(2)	1	(50%)	(25)	1	(26)	(2600%)
LUCRO LÍQUIDO	41	40	1	2%	194	119	75	63%

DRE TERMOPERNAMBUCO (R\$ MM)	4T20	4T19	Variação		2020	2019	Variação	
			R\$	%			R\$	%
Receita Líquida	317	302	15	5%	1.140	1.039	101	10%
Custos Com Energia	(187)	(166)	(21)	13%	(638)	(581)	(57)	10%
Margem Bruta	130	136	(6)	(4%)	502	458	44	10%
Despesa Operacional	(51)	(50)	(1)	2%	(133)	(115)	(18)	16%
EBITDA	79	86	(7)	(8%)	369	343	26	8%
Depreciação	(17)	(7)	(10)	143%	(59)	(44)	(15)	34%
Resultado Financeiro	(9)	(21)	12	(57%)	(58)	(97)	39	(40%)
IR CS	(5)	(7)	2	(29%)	(37)	(26)	(11)	42%
LUCRO LÍQUIDO	48	51	(3)	(6%)	215	176	39	22%

DRE NC (R\$ MM)	4T20	4T19	Variação		2020	2019	Variação	
			R\$	%			R\$	%
Receita Líquida	331	424	(93)	(22%)	1.132	1.640	(508)	(31%)
Custos Com Energia	(324)	(430)	106	(25%)	(1.100)	(1.692)	592	(35%)
Margem Bruta	7	(6)	13	(217%)	32	(52)	84	(162%)
Despesa Operacional	(16)	(5)	(11)	220%	(53)	(23)	(30)	130%
PECLD	(2)	(1)	(1)	100%	(2)	(1)	(1)	100%
EBITDA	(11)	(12)	1	(8%)	(23)	(76)	53	(70%)
Depreciação	-	-	-	-	(4)	(1)	(3)	300%
Resultado Financeiro	-	(5)	5	(100%)	(7)	(8)	1	(13%)
IR CS	4	5	(1)	(20%)	12	27	(15)	(56%)
LUCRO LÍQUIDO	(7)	(12)	5	(42%)	(22)	(58)	36	(62%)

O segmento Liberalizado consolidou margem bruta de R\$ 138 milhões no 4T20, crescimento de R\$ 8 milhões vs. 4T19 influenciado pelo novo posicionamento comercial da NC (+R\$ 13 milhões vs. 4T19). No ano, a margem bruta foi de R\$ 535 milhões (+R\$ 128 milhões vs. 2019), impactada pelo novo posicionamento comercial da NC (+R\$ 84 milhões) e pelo resultado da Termopernambuco (+R\$ 44 milhões), influenciado pelo impacto do reajuste tarifário dolarizado e pela compra de energia a um menor PLD.

O PMSO foi de R\$ 68 milhões no 4T20 (+R\$13 milhões vs. 4T19) e de R\$ 186 milhões no ano (+R\$ 48 milhões vs. 2019), explicado, principalmente, pelo reajuste dos contratos de O&M de Termopernambuco, bem como pelo novo posicionamento comercial da NC.

O EBITDA de Liberalizado foi de R\$ 68 milhões no trimestre (-R\$ 6 milhões vs. 4T19) e de R\$ 347 milhões no ano de 2020 (+R\$ 79 milhões vs. 2019). O Lucro Líquido foi de R\$ 41 milhões no 4T20 (+R\$ 1 milhão vs. 4T19) e de -R\$ 194 milhões em 2020 (+R\$ 75 milhões vs. 2019).

3. EBITDA (LAJIDA)

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

EBITDA (R\$ MM)	4T20	4T19	Variação		2020	2019	Variação	
			R\$	%			R\$	%
Lucro líquido do período (A)	996	618	378	61%	2.809	2.229	580	26%
Lucro Atribuído aos minoritários (B)	(33)	(24)	(9)	38%	(96)	(80)	(16)	20%
Despesas financeiras (C)	(584)	(474)	(110)	23%	(1.755)	(1.768)	13	(1%)
Receitas financeiras (D)	176	124	52	42%	597	518	79	15%
Outros resultados financeiros, líquidos (E)	58	(18)	76	(422%)	128	(91)	219	(241%)
Imposto de renda e contribuição social (F)	(292)	(144)	(148)	103%	(943)	(623)	(320)	51%
Depreciação e Amortização (G)	(430)	(359)	(71)	20%	(1.618)	(1.446)	(172)	12%
EBITDA = (A)-(B+C+D+E+F+G))	2.101	1.513	588	39%	6.496	5.719	777	14%

4. RESULTADO FINANCEIRO

RESULTADO FINANCEIRO LÍQUIDO (R\$ MM)	4T20	4T19	Variação		2020	2019	Variação	
			R\$	%			R\$	%
Renda de aplicações financeiras	29	52	(23)	(44%)	135	199	(64)	(32%)
Encargos, variações monetárias e cambiais e Instrumentos financeiros derivativos de dívida	(305)	(304)	(1)	0%	(1.058)	(1.323)	265	(20%)
Outros resultados financeiros não relacionados a dívida	(74)	(116)	42	(36%)	(107)	(217)	110	(51%)
Juros, comissões e acréscimo moratório	148	43	105	244%	440	188	252	134%
Variações monetárias e cambiais - outros	(10)	1	(11)	(1100%)	(54)	(28)	(26)	93%
Atualização provisão para contingências / depósitos judiciais	(37)	(56)	19	(34%)	(167)	(135)	(32)	24%
Atualização do ativo / passivo financeiro setorial	(6)	11	(17)	(155%)	(4)	48	(52)	(108%)
Obrigações pós emprego	(15)	(20)	5	(25%)	(60)	(81)	21	(26%)
Outras receitas (despesas) financeiras líquidas	(154)	(95)	(59)	62%	(262)	(209)	(53)	25%
Total	(350)	(368)	18	(5%)	(1.030)	(1.341)	311	(23%)

O Resultado Financeiro da Neoenergia foi de -R\$ 350 milhões no 4T20 (+R\$ 18 milhões vs. 4T19) e de -R\$ 1.030 milhões no 2020 (+R\$ 311 milhões vs. 2019). No trimestre, a variação é explicada, principalmente, pela rubrica de acréscimo moratório, reajustado por maior IGPM quando comparado ao 4T20. No ano, a variação é explicada por menor despesa com encargos de dívida (+R\$ 265 milhões 2020) devido, principalmente, à redução de 3,20 p.p. do CDI, principal indexador da dívida do grupo (58% do endividamento do grupo está atrelado ao indexador).

Na tabela abaixo apresentamos os principais indexadores:

Índices	2020	2019	Δ (p.p.)
CDI	2,76%	5,96%	(3,20 p.p.)
TJLP	4,87%	6,20%	(1,33 p.p.)
USD ¹	1,1660	0,1559	1,01
IPCA ²	4,24%	3,23%	1,01 p.p.

Nota 1: variação cambial entre 30/dezembro a 30/dezembro.

Nota 2: considera a inflação contabilizada 12 meses (M-1).

5. INVESTIMENTOS

O Grupo Neoenergia fez investimento total de R\$ 2,1 bilhão no 4T20 e de R\$ 6,3 bilhões no ano de 2020 nas companhias que consolida, conforme visão gerencial abaixo:

CAPEX Neoenergia (R\$ milhões)	4T20	4T19	Δ %	2020	2019	Δ %
Redes	1.714	1.156	48%	5.335	3.923	36%
Distribuidoras	835	983	(15%)	3.339	3.327	0%
Transmissoras	879	172	410%	1.995	596	235%
Renováveis	397	221	80%	898	321	180%
Liberalizado	15	46	(67%)	101	142	(29%)
Holding	2	3	(26%)	3	4	(25%)
TOTAL	2.129	1.426	49%	6.337	4.390	44%

5.1. Controladas e Coligadas

Os investimentos realizados pelas coligadas corresponderam aos montantes de R\$ 14 milhões no 4T20 e R\$ 61 milhões em 2020.

Controladas e Coligadas*	4T20	4T19	Δ %	2020	2019	Δ %
EAPSA	2	1,5	20%	3	1,8	61%
Teles Pires	7	24,7	(74%)	8	48,0	(84%)
Belo Monte	6	63,9	(90%)	50	133,2	(63%)
Total	14	90,1	(84%)	61	183,0	(67%)

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

5.2. Redes

5.2.1. Distribuição

Em 2020, o Capex das distribuidoras foi de R\$ 3,3 bilhões, dos quais R\$ 2.072 milhões foram destinados à expansão de redes, R\$ 501 milhões à renovação de ativos, R\$ 393 milhões à melhoria de redes e R\$ 717 milhões a projetos de combate a perdas, inadimplência e outros.

INVESTIMENTOS REALIZADOS (valores em R\$ MM)	   				CONSOLIDADO	
	4T20				4T20	2020
Expansão de Rede	(286)	(72)	(58)	(104)	(520)	(2.072)
Programa Luz para Todos	(85)	-	-	-	(85)	(464)
Novas Ligações	(109)	(52)	(27)	(52)	(239)	(910)
Novas SE's e RD's	(92)	(20)	(32)	(52)	(196)	(698)
Renovação de Ativos	(54)	(28)	(16)	(35)	(134)	(501)
Melhoria da Rede	(74)	(15)	(16)	(24)	(130)	(393)
Perdas e Inadimplência	(29)	(11)	(1)	(6)	(48)	(217)
Outros	(137)	(57)	(23)	(44)	(261)	(500)
Movimentação Material (Estoque x Obra)	(22)	8	12	43	41	(307)
(=) Investimento Bruto	(602)	(176)	(102)	(171)	(1.051)	(3.991)
SUBVENÇÕES	219	6	5	28	257	344
(=) Investimento Líquido	(383)	(170)	(98)	(143)	(794)	(3.647)
Movimentação Material (Estoque x Obra)	22	(8)	(12)	(43)	(41)	307
(=) CAPEX	(361)	(179)	(110)	(185)	(835)	(3.339)
BAR	(137)	(57)	(23)	(44)	(261)	(500)
BRR	(443)	(127)	(92)	(170)	(832)	(3.183)

5.2.2. Transmissão

Em 2020, o Capex das transmissoras foi de R\$ 1.995 milhões, R\$ 1.399 milhões acima de 2019.

Em relação aos lotes do leilão de abril de 2017, 100% do Capex previsto está contratado. Destaque para a entrada em operação do segundo e terceiro trechos de Dourados (lote 04), entregues em dezembro 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 em 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 em processo de licenciamento ambiental. O lote arrematado no leilão de dezembro de 2019 está com 97% do Capex contratado, e em andamento com a obtenção das licenças ambientais. O lote arrematado no Leilão de dezembro de 2020, está nas contratações iniciais.

5.3. Renováveis

5.3.1. Parques Eólicos

Os investimentos realizados nos parques eólicos somaram R\$ 840 milhões em 2020, destinados (i) 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; e (ii) às obras do Complexo Oitis, cujos parques eólicos obtiveram licença de instalação entre novembro de dezembro de 2020, permitindo o início das mobilizações para construção.

5.3.2. Usinas Hidrelétricas

Os investimentos em plantas hidrelétricas, de R\$ 59 milhões em 2020, essencialmente *sustaining* CAPEX, foram R\$ 136 milhões menores que em 2019, majoritariamente em função da execução das obras de Baixo Iguaçu em 2019.

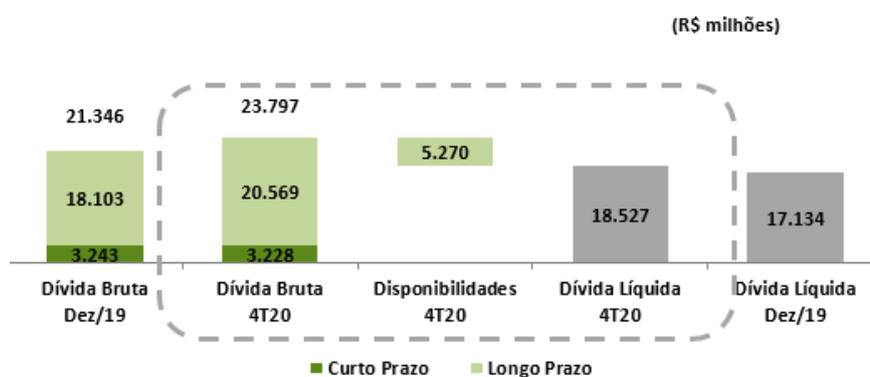
5.4. Liberalizado

A Termopernambuco realizou investimentos no montante de R\$ 14 milhões em 4T20, 65% inferior ao realizado no 4T19, devido à aquisição de materiais em 2019. No ano a usina apresentou R\$ 100 milhões em investimentos, 26% inferior ao apresentado em 2019, 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 dezembro de 2020, a dívida bruta consolidada da Neoenergia, incluindo empréstimos, financiamentos, debêntures e instrumentos financeiros, atingiu R\$ 23.797 milhões (dívida líquida R\$ 18.527 milhões), apresentando um aumento de 11% (R\$ 2.451 milhões) em relação a dezembro de 2019. Em relação a segregação do saldo devedor, a Neoenergia possui 86% da dívida contabilizada no longo prazo e 14% no curto prazo.

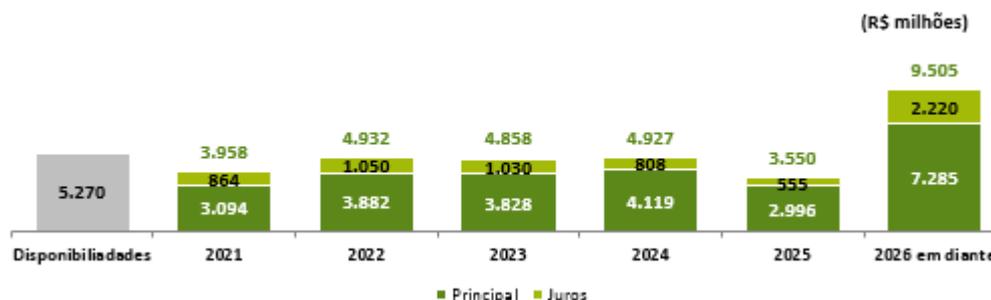


O indicador financeiro Dívida total líquida/EBITDA passou de 3,0 em dezembro de 2019 para 2,85 em dezembro de 2020.



6.2 Cronograma de amortização das dívidas

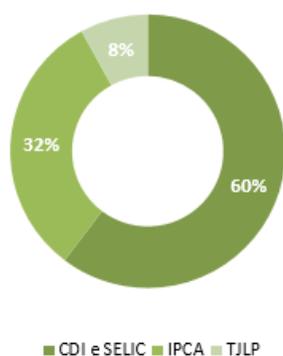
O gráfico abaixo apresenta o cronograma de vencimentos de principal e juros da dívida (em milhões de reais), utilizando as curvas *forward* de mercado para os indexadores e moedas atrelados ao endividamento da Companhia vigente em 31 de dezembro de 2020. O prazo médio do endividamento da Neoenergia em dezembro de 2020 foi de 4,66 anos, representando um alongamento do perfil da dívida do grupo em relação a dezembro de 2019, que foi de 4,03 anos.



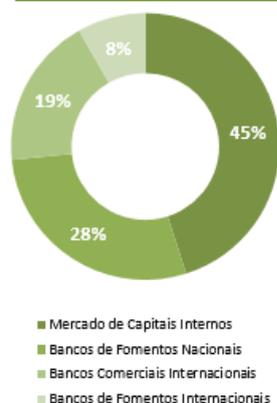
6.3. Perfil Dívida

Os gráficos abaixo apresentam o saldo de dívidas segregado por fonte de captação e por indexador. O custo médio da dívida consolidada em 2020 foi de 4,7% (vs. 6,4% em dezembro de 2019).

DÍVIDA POR INDEXADOR (pós swap)



DÍVIDA POR FUNDING



No 4T20 captamos um total de R\$ 2.188 milhões. Destacamos as seguintes linhas de contratação de dívida:

- (i) Liberação de 2 CCBs, junto ao Sumitomo e Mizuho, no valor de R\$ 205 milhões, prazo de 3 anos;
- (ii) Financiamento do BEI para a Neoenergia, no valor de R\$ 836 milhões e prazo de 15 anos;
- (iii) 2ª liberação do BNDES para Neoenergia Jalapão, no montante de R\$ 250 milhões, prazo de 20 anos;
- (iv) Liberação do FCO para a Neoenergia Dourados, no valor de R\$ 30 milhões, prazo de 15 anos;
- (v) Contratação de CCB junto ao Banco do Brasil para a Coelba, no valor de R\$ 195 milhões, prazo de 3 anos;
- (vi) Financiamento do BNB para a Coelba, no valor de R\$ 91 milhões, prazo de 12 anos;
- (vii) Desembolsos de 4131 para a Coelba e Celpe junto ao Santander, no valor de R\$ 200 milhões, para cada empresa, prazo de 3 anos;
- (viii) Liberação do BNDES para a Neoenergia Santa Luzia, no valor de R\$ 110 milhões, prazo de 24 anos;
- (ix) Liberação do BNB para o Complexo Chafariz, no valor de R\$ 72 milhões com prazo de 24 anos;

7. RATING

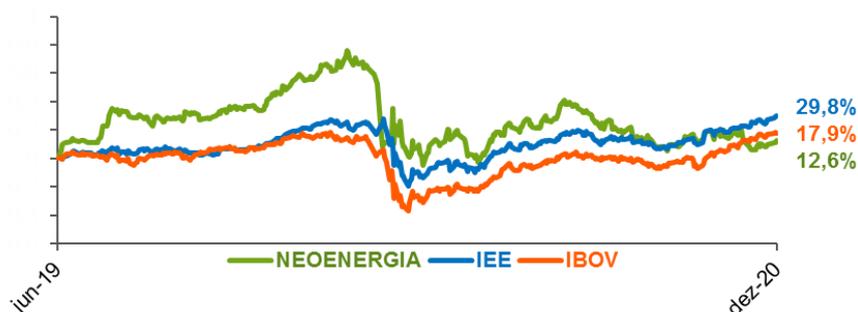
Em abr/20, a agência de ratings Standard & Poor's – S&P confirmou os ratings de crédito corporativo de Neoenergia e suas subsidiárias, Coelba, Celpe, Cosern e Elektro Redes em 'BB-' na Escala Global e 'brAAA' na Escala Nacional Brasil. Vale dizer que em função da pandemia da Covid-19, a agência alterou 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 de dezembro de 2020, o valor de mercado da Companhia era de R\$ 21,4 bilhões com as ações cotadas a R\$ 17,62, representando valorização de 12,56% desde o IPO (julho/19).

O ano de 2020 foi o primeiro ano completo que a Neoenergia teve suas ações negociadas na B3. Em janeiro, suas ações passaram a integrar o IBrX100 (Índice Brasil 100) e em maio foram enquadradas na carteira do IEE (Índice de Energia Elétrica). Em janeiro/21 a Neoenergia passou a integrar a carteira do ISE (Índice de Sustentabilidade) e do ICO2 (Índice de Carbono Eficiente). A entrada da Companhia nesses índices reitera nossa determinação e compromisso em prosseguir com crescimento sustentável através de conduta ética dos negócios, governança corporativa e responsabilidade social e ambiental.

RENTABILIDADE DA AÇÃO DESDE O IPO



Mercado de capitais	IPO	4T20
Quantidade de ações	1.213.797.248	1.213.797.248
Valor da ação	15,65	17,62
Valor de mercado ¹ (R\$ milhões)	18.996	21.387

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

9. OUTROS TEMAS

9.1. Adesão à Conta-Covid

Em 03 de julho, 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. Leilão CEB

Em 4 de dezembro, a controlada da Neoenergia, Bahia Geração sagrou-se vencedora no Leilão nº 01/2020-CEB-D, com objetivo de desestatização da CEB Distribuição por um Equity Value de R\$ 2,5 bilhões, o que representa o preço de aquisição de 100% das ações da CEB-D.

9.3. Decisão Judicial Favorável à Celpe (Causa do PIS/COFINS)

Em dezembro de 2020, a União Federal transitou em julgado a decisão favorável à Celpe do reconhecimento do direito ao crédito relativo aos valores indevidamente recolhidos no que tange à inclusão do ICMS na base de cálculo do PIS/COFINS, devidamente atualizados pela Taxa SELIC. No 4T20, a Celpe constituiu inicialmente um ativo de PIS e de COFINS a recuperar no total de R\$ 2.156 milhões e passivo pelo mesmo montante, líquidos de honorários advocatícios, totalizando passivo no montante de R\$ 2.153 milhões. Vale destacar que não há efeito no resultado (DRE).

9.4. Clientes Baixa Renda

Nº de Consumidores Residenciais (milhares)	2020					2019				
	Consolidado	COELBA	CELPE	COSERN	ELEKTRO	Consolidado	COELBA	CELPE	COSERN	ELEKTRO
Convencional	9.469	3.944	2.385	960	2.180	9.947	4.286	2.475	1.007	2.179
Baixa Renda	3.132	1.545	1.028	347	211	2.406	1.100	862	290	155
Total	12.602	5.490	3.414	1.308	2.390	12.353	5.385	3.337	1.297	2.334

9.5. Remuneração de Acionistas

A Neoenergia possui definido em seu Estatuto o pagamento de dividendo mínimo de 25% do lucro líquido, conforme Política de Distribuição de Dividendos, disponível no site da Companhia (<http://ri.neoenergia.com/governanca/codigos-e-politicas/>).

Em 2020, a Companhia deliberou os seguintes proventos:

- (i) Juros sobre Capital Próprio nos montantes de:
 - R\$ 278.402 mil, pagos em 10 de dezembro de 2020, deliberados na Reunião do Conselho de Administração realizada em 15 de junho de 2020;
 - R\$ 266.648 mil, com previsão de pagamento para até 31 de dezembro de 2021, deliberados na Reunião do Conselho de Administração realizada em 09 de dezembro de 2020.

A Companhia informa que a destinação completa dos resultados de 2020 será aprovada na Assembleia Geral Ordinária a ser realizada em 2021

10. NOTA DE CONCILIAÇÃO

A Neoenergia s.a., apresenta os resultados do quarto trimestre (4T20) 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).

Resultados em 31 de dezembro de 2020
Publicado em 09 de fevereiro de 2021



Memória de Cálculo (CONSOLIDADO)	Ano atual		Ano anterior		Correspondência nas Notas Explicativas
	Trimestre	Acumulado	Trimestre	Acumulado	
(+) Receita líquida	10.487	31.989	7.453	28.461	Demonstrações de resultado
(-) Valor de reposição estimado da concessão	(404)	(549)	(156)	(556)	Nota 5
(-) Outras receitas	(95)	(335)	(60)	(311)	Nota 5
(+) Ganho/perda na RAP	(4)	(18)	(3)	(5)	Nota 5.4
(+) Receita de operação e manutenção	5	33	(9)	23	Nota 5.4
(+) Operações fotovoltaicas	3	8	(1)	-	Nota 5.4
(+) Outras receitas - Outras receitas	10	10	(9)	10	Nota 5.4
= RECEITA Operacional Líquida	10.002	31.138	7.215	27.622	
(+) Custos com energia elétrica	(5.419)	(15.280)	(3.640)	(14.519)	Demonstrações de resultado
(+) Combustível para produção de energia	(142)	(448)	(140)	(442)	Nota 6
(+) Custos de construção	(1.682)	(5.726)	(1.082)	(4.054)	Demonstrações de resultado
= Custo com Energia	(7.243)	(21.454)	(4.862)	(19.015)	
(+) Valor de reposição estimado da concessão	404	549	156	556	Nota 5
= MARGEM BRUTA	3.163	10.233	2.509	9.163	
(+) Custos de operação	(1.030)	(3.609)	(981)	(3.514)	Demonstrações de resultado
(+) Despesas com vendas	(80)	(288)	(66)	(270)	Demonstrações de resultado
(+) Outras receitas/despesas gerais e administrativas	(500)	(1.530)	(386)	(1.397)	Demonstrações de resultado
(-) Combustível para produção de energia	142	448	140	442	Nota 8
(-) Depreciação	388	1.452	317	1.276	Nota 8
(+) Outras receitas	95	335	60	311	Nota 5
(-) Ganho/perda na RAP	4	18	3	5	Nota 5.4
(-) Receita de operação e manutenção	(5)	(33)	9	(23)	Nota 5.4
(-) Operações fotovoltaicas	(3)	(8)	1	0	Nota 5.4
(-) Outras receitas - Outras receitas	(10)	(10)	9	(10)	Nota 5.4
= Despesa Operacional	(999)	(3.225)	(894)	(3.180)	
(+) PECLD	(35)	(456)	(108)	(332)	Demonstrações de resultado
(+) Equivalência Patrimonial	(28)	(56)	6	68	Demonstrações de resultado
EBITDA	2.101	6.496	1.513	5.719	
(+) Depreciação e Amortização	(430)	(1.618)	(359)	(1.446)	Demonstrações de resultado e Nota 8
(+) Resultado Financeiro	(350)	(1.030)	(368)	(1.341)	Demonstrações de resultado
(+) IR/CS	(292)	(943)	(144)	(623)	Demonstrações de resultado
(+) Minoritário	(33)	(96)	(24)	(80)	Demonstrações de resultado
LUCRO LÍQUIDO	996	2.809	618	2.229	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 31/12/2020):

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 Campo Grande 2 – Imbirussu LT 230 KV Rio Brilhante Dourados 2 LT 230 KV Dourados 2 - Dourados	MS	100%	11/08/2022	11/08/2047
Subestações Rede Básica				
SE Dourados 02	MS	100%	11/08/2022	11/08/2047
Neoenergia Biguaçu Transmissão de Energia S.A.				
Subestações Rede Básica				
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 Jalapão Transmissão de Energia S.A. (Extensão Total 729 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 (COMPARTILHADA) SE 230 kV Livramento 3 - Compensação Síncrona (COMPARTILHADA)	RS	100%	22/03/2024	22/03/2049
Dez/19 - Lote 09 - EKTT06 - Rio Formoso (Extensão Total 105 Km)				
Linhas de Transmissão				
LT 230KV RIOFO - RIOEG CD (105km)	BA	100%	20/03/2024	20/03/2050
Subestações Rede Básica				
SE 230kV Rio Formoso II SE 230kV Rio das Éguas (novo patio 230kV e Transf. 500/230kV)	BA	100%	20/03/2024	20/03/2050
Neoenergia Lote 02 (Extensão Total 1.091 Km)				
Linhas de Transmissão				
LT 500 kV Morro do Chapéu II - Poções III C1 LT 500 kV Poções III - Medeiros Neto II C1 LT 500 kV Medeiros Neto II - João Neiva 2 C1 LT 230 kV Medeiros Neto II - Teixeira de Freitas II, CD, C1 e C2	BA / ES / MG	100%	01/02/2026	01/03/2051
Subestações Rede Básica				
SE 500/230 kV Medeiros Neto II	BA	100%	01/02/2026	01/03/2051

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 31/12/2020):

Eólicas em construção	Participação Neoenergia (Direta e Indireta)	Estado	Localidade	Capacidade Instalada (MW)	Energia Assegurada (MW)	Data da Concessão		Fim da Concessão
						Autorização		
CANOAS 2	100%	PB	São José do Sabugi e Santa Luzia	34,65	16,3	26/06/2018		25/06/2053
CANOAS 4	100%	PB	São José do Sabugi	34,65	16,5	26/06/2018		25/06/2053
CHAFARIZ 1	100%	PB	Santa Luzia	34,65	18,2	21/06/2018		20/06/2053
CHAFARIZ 2	100%	PB	Santa Luzia	34,65	17,4	21/06/2018		20/06/2053
CHAFARIZ 3	100%	PB	Santa Luzia	34,65	18,2	21/06/2018		20/06/2053
CHAFARIZ 6	100%	PB	Santa Luzia	31,19	15,2	21/06/2018		20/06/2053
CHAFARIZ 7	100%	PB	Santa Luzia	34,65	18,3	21/06/2018		20/06/2053
LAGOA 3	100%	PB	São José do Sabugi	34,65	17,2	26/06/2018		25/06/2053
LAGOA 4	100%	PB	São José do Sabugi e Santa Luzia	20,79	10,2	26/06/2018		25/06/2053
CANOAS 3	100%	PB	São José do Sabugi e Santa Luzia	34,65	16,8	05/02/2019		04/02/2054
CHAFARIZ 4	100%	PB	Santa Luzia e Areia de Baraúnas	34,65	17,8	05/02/2019		04/02/2054
CHAFARIZ 5	100%	PB	Santa Luzia	34,65	16,6	05/02/2019		04/02/2054
VENTOS DE ARAPUÁ 1	100%	PB	Areia de Baraúnas	24,26	11,6	05/02/2019		04/02/2054
VENTOS DE ARAPUÁ 2	100%	PB	Areia de Baraúnas, São Mamede e Santa Luzia	34,65	17,2	05/02/2019		04/02/2054
VENTOS DE ARAPUÁ 3	100%	PB	Areia de Baraúnas e São Mamede	13,86	5,8	05/02/2019		04/02/2054
OITIS 1	100%	PI	Dom Inocêncio	49,50	26,1	29/11/2019		28/11/2054
OITIS 8	100%	PI	Dom Inocêncio	49,50	25,5	29/11/2019		28/11/2054
OITIS ACL (10 parques)	100%	PI/BA	Dom Inocêncio e Casa Nova	467,50		24/12/2019		23/12/2054

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

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

Fotovoltaicas em Construção	Participação Neoenergia (Direta e Indireta)	Estado	Localidade	Capacidade Instalada (MWp)	Capacidade Instalada (MW)	Data da Concessão		Fim da Concessão
						Autorização		
LUZIA 2	100%	PB	Santa Luzia	74,64	59,87	29/05/2020		28/05/2055
LUZIA 3	100%	PB	Santa Luzia	74,64	59,87	29/05/2020		28/05/2055

ANEXO III – Quadros Gerenciais por Segmentos

No quadro a seguir estão listados os parques eólicos em construção com participação de 100% da Neoenergia (data base 31/12/2020):

DRE (R\$ MM)	REDES								RENOVÁVEIS							
	4T20	4T19	Variação		2020	2019	Variação		4T20	4T19	Variação		2020	2019	Variação	
			R\$	%			R\$	%			R\$	%			R\$	%
MARGEM BRUTA	2.777	2.207	570	26%	8.849	7.997	852	11%	253	181	72	40%	869	783	86	11%
(-) Despesas Operacionais (PMSO)	(780)	(703)	(77)	11%	(2.608)	(2.624)	16	-1%	(63)	(63)	-	0%	(218)	(218)	-	0%
(-) PECLD	(33)	(109)	76	-70%	(454)	(348)	(106)	30%	-	2	(2)	-100%	-	1	(1)	-100%
(+) Equivalência Patrimonial/Venda de Ativos	-	-	-	-	-	-	-	-	(28)	6	(34)	-567%	(56)	68	(124)	-182%
EBITDA	1.964	1.395	569	41%	5.787	5.025	762	15%	162	126	36	29%	595	634	(39)	-6%
Depreciação	(314)	(276)	(38)	14%	(1.189)	(1.062)	(127)	12%	(56)	(33)	(23)	70%	(196)	(168)	(28)	17%
Resultado Financeiro	(266)	(287)	21	-7%	(806)	(1.149)	343	-30%	(32)	(31)	(1)	3%	(157)	(146)	(11)	8%
IR/CS	(257)	(147)	(110)	75%	(864)	(573)	(291)	51%	(24)	3	(27)	-900%	(40)	(51)	11	-22%
Eliminações (Part. Minoritária)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
LUCRO LÍQUIDO	1.127	685	442	65%	2.928	2.241	687	31%	50	65	(15)	-23%	202	269	(67)	-25%

DRE (R\$ MM)	LIBERALIZADO								OUTROS							
	4T20	4T19	Variação		2020	2019	Variação		4T20	4T19	Variação		2020	2019	Variação	
			R\$	%			R\$	%			R\$	%			R\$	%
MARGEM BRUTA	138	130	8	6%	535	407	128	31%	(5)	(9)	4	-44%	(20)	(24)	4	-17%
(-) Despesas Operacionais (PMSO)	(68)	(55)	(13)	24%	(186)	(138)	(48)	35%	(88)	(73)	(15)	21%	(213)	(200)	(13)	6%
(-) PECLD	(2)	(1)	(1)	100%	(2)	(1)	(1)	100%	-	-	-	-	-	16	(16)	-100%
(+) Equivalência Patrimonial/Venda de Ativos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EBITDA	68	74	(6)	-8%	347	268	79	29%	(93)	(82)	(11)	13%	(233)	(208)	(25)	12%
Depreciação	(17)	(7)	(10)	143%	(63)	(45)	(18)	40%	(43)	(43)	-	0%	(170)	(171)	1	-1%
Resultado Financeiro	(9)	(25)	16	-64%	(65)	(105)	40	-38%	(43)	(25)	(18)	72%	(2)	59	(61)	-103%
IR/CS	(1)	(2)	1	-50%	(25)	1	(26)	-2600%	(10)	2	(12)	-600%	(14)	-	(14)	-
Eliminações (Part. Minoritária)	-	-	-	-	-	-	-	-	(33)	(24)	(9)	38%	(96)	(80)	(16)	20%
LUCRO LÍQUIDO	41	40	1	2%	194	119	75	63%	(222)	(172)	(50)	29%	(515)	(400)	(115)	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)