

Rio de Janeiro, 17 de fevereiro de 2020 – Neoenergia anuncia hoje os seus resultados do quarto trimestre e encerramento do exercício de 2019 (4T19 e 2019).



DESTAQUES (R\$ MM)	4T19	4T18	Δ %	2019	2018	Δ %
Receita Operacional Líquida	7.216,2	6.643,6	8,6%	27.623,1	25.241,4	9,4%
Margem Bruta	2.510,0	1.987,2	26,3%	9.163,6	7.857,0	16,6%
Despesas Operacionais (PMSO)	(894,5)	(834,6)	7,2%	(3.180,2)	(3.086,8)	3,0%
EBITDA	1.513,4	1.058,3	43,0%	5.719,4	4.552,1	25,6%
Resultado Financeiro	(367,9)	(324,0)	13,5%	(1.340,8)	(1.169,0)	14,7%
Lucro Atribuído aos Controladores	618,4	353,2	75,1%	2.229,1	1.536,3	45,1%
Ativo Financeiro da Concessão (VNR)	155,7	33,8	360,7%	555,6	428,6	29,6%
IFRS 15	193,7	25,6	656,6%	309,5	28,9	970,9%



INDICADORES OPERACIONAIS						
Mercado cativo (GWh)	11.574	11.283	2,6%	43.942	42.939	2,3%
Mercado cativo + livre (GWh)	15.496	14.849	4,4%	58.918	56.719	3,9%
Volume de energia injetada (GWh)	17.772	17.009	4,5%	67.875	65.283	4,0%
Número de Clientes (mil)	14.049	13.792	1,9%			

Indicadores Financeiros de Dívida	2019	2018	Variação
Dívida Líquida ⁽¹⁾ /EBITDA ⁽²⁾	3,00	3,49	(0,5)
EBITDA/Resultado Financeiro ⁽²⁾	4,27	3,89	0,4
Rating Corporativo (S&P)	AAA	AAA	

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

⁽²⁾ EBITDA e Resultado Financeiro de 12 meses



DESTAQUES

4T19

- Energia injetada de 17.772 GWh em 4T19, 4,5% maior que 4T18;
- EBITDA de R\$1,5 bilhões em 4T19, +43,0% vs. 4T18;
- Despesas Operacionais de R\$895 milhões no 4T19, +0,4% vs. 4T18, expurgando não recorrentes de R\$56,2 milhões;
- Lucro de R\$618,4 milhões em 4T19, 75,1% acima do 4T18;
- Início das entregas dos lotes de transmissão:
 - Subestação Fernão Dias – 14 meses antes do prazo Aneel e 38% abaixo do CAPEX regulatório
 - Subestação Sobral – 13 meses antes do prazo Aneel e 33% abaixo do CAPEX regulatório.

2019

- Energia injetada de 67.875 GWh em 2019, 4,0% maior que 2018;
- EBITDA de R\$5,7 bilhões em 2019, +25,6% vs. 2018;
- Despesas Operacionais de R\$3,2 bilhões em 2019, 0,0% vs. 2018, expurgando não recorrentes de R\$94,9 milhões;
- Lucro de R\$2,2 bilhões em 2019, 45,1% acima do 2018;
- CAPEX total realizado de R\$4,4 bilhões em 2019.

TELECONFERÊNCIA 4T19

Terça-feira, 18 de fevereiro de 2020

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: <http://choruscall.com.br/neoenergia/4t19.htm>

A NEOENERGIA S.A., APRESENTA OS RESULTADOS DO QUARTO TRIMESTRE (4T19) E DO EXERCÍCIO DE 2019 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 DA ADMINISTRAÇÃO	3
1. DESEMPENHO OPERACIONAL	4
1.1. Redes	4
1.2. Renováveis	12
1.3. Liberalizados	14
2. DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO	14
2.1. Consolidado	14
2.2. Redes	15
2.3. Renováveis	20
2.4. Liberalizado	21
3. EBITDA (LAJIDA)	21
3.1. Conciliação do EBITDA	22
4. RESULTADO FINANCEIRO	22
5. INVESTIMENTOS	23
5.1. Controladas e Coligadas	23
5.2. Redes	23
5.3. Renováveis	24
5.3.1. Parques Eólicos	24
5.3.2. Usinas Hidrelétricas	24
5.4. Liberalizado	24
6. ENDIVIDAMENTO	25
6.1. Posição de Dívida e Alavancagem Financeira	25
6.2. Cronograma de amortização das dívidas	25
6.3. Perfil Dívida	26
7. RATING	26
8. MERCADO DE CAPITAIS	27
9. OUTROS TEMAS	27
9.1. Clientes Baixa Renda	27
10. NOTA DE CONCILIAÇÃO	28
ANEXO I – Ativos de Transmissão em Implementação	30
ANEXO II – Ativos Eólicos em Construção	31
ANEXO III – Quadros por Segmentos	32

MENSAGEM DA ADMINISTRAÇÃO

O ano de 2019 foi muito positivo para a Neoenergia. Além de alcançarmos os melhores resultados financeiros de nossa história, com um lucro líquido de R\$ 2,2 bilhões, lançamos com sucesso as ações da empresa na B3, alcançando uma valorização de quase 60% em 6 meses. Estes feitos atestam nossa consistência operacional e materializam nossa estratégia de expansão rentável e sustentável dos nossos negócios, focada na geração de energia renovável e no desenvolvimento de redes de transmissão e distribuição.

A geração operacional de caixa do Grupo, medida pelo EBITDA, superou R\$ 5,7 bilhões, um resultado 25,6% superior ao ano anterior. Já o lucro líquido apresentou uma evolução ainda mais expressiva, um aumento de 45,1% no mesmo período. Reafirmamos nosso compromisso com a gestão eficiente das despesas operacionais, que apresentaram trajetória 1,3 p.p. abaixo da inflação, absorvendo o crescimento de mercado e a expansão de nossos negócios. Seguimos também o plano de desalavancagem, refletido na redução do indicador “dívida líquida / EBITDA” em 15% ao longo de 2019, encerrando o ano em 3,0x.

Mantendo o compromisso com o desenvolvimento do setor elétrico brasileiro, investimos R\$ 4,4 bilhões, volume 15,7% superior ao empenhado em 2018, dos quais 89% em redes e 7% em geração de energia renovável.

Em nosso negócio de redes, verificamos um crescimento da energia injetada de 4,0%, alavancado principalmente pelo crescimento da Coelba de 6,1%. Em 2019 consolidamos nossa trajetória de melhoria contínua da qualidade e reduzimos o DEC médio das distribuidoras em 1,7 horas, mantendo-as de forma estruturada, enquadradas nos limites regulatórios.

O índice de perdas das distribuidoras do grupo se manteve estável, apesar de pequenas oscilações entre as diferentes empresas do Grupo. Destacamos ainda a melhora na cobertura tarifária da Elektro (aumento de 1,4 p.p.) estabelecida na 5ª Revisão Tarifária Periódica desta distribuidora.

A performance de nossas distribuidoras foi reconhecida pelo Prêmio ABRADÉE, onde Elektro e Cosern se classificaram como as duas melhores concessionárias do Brasil, enquanto Coelba e Celpe se destacaram por sua evolução em relação ao desempenho nos anos anteriores.

No segmento de transmissão seguimos com a ampliação de nosso portfólio e no leilão realizado em dezembro de 2019 arrematamos o lote 9, localizado no oeste da Bahia, que reforçará o suprimento da região. Reafirmando o compromisso com a eficiência na construção e gestão de ativos, concluímos entre dezembro de 2019 e janeiro de 2020, mais de 1 ano antes do prazo regulamentar e com investimentos significativamente menores que os estimados no edital do leilão, dois lotes arrematados no certame de abril/2017.

O ano também foi marcado pela expansão da nossa capacidade de geração renovável. No primeiro trimestre de 2019 concluímos a construção da usina hidroelétrica de Baixo Iguaçu, com capacidade instalada de 350 MW, e ao final do ano a usina de Belo Monte chegou a sua capacidade total de geração, 11.233 MW, concluindo o processo de construção da Usina.

Comprometidos com o combate às mudanças climáticas e com a economia de baixo carbono estamos expandindo nossa capacidade de geração eólica, com o desenvolvimento do complexo eólico Oitis no Piauí, um parque eólico com 566,5 MW e um novo modelo de negócios caracterizado pela comercialização de 96% da energia no mercado livre. Destacamos também a antecipação do início da construção do complexo eólico de Chafariz, na Paraíba. Com a conclusão destes parques a Neoenergia alcançara a marca de 90% de capacidade instalada renovável, um perfil ainda mais limpo que o da matriz elétrica brasileira.

Em virtude de nossa atuação sustentável e o desenvolvimento de projetos que respeitam o meio ambiente, realizamos em 2019 a maior emissão de debentures verdes do país, conhecidas como *green bonds*, um total de R\$1,3 bilhão, que somados às outras fontes de financiamento perfazem R\$ 10 bilhões em captações no ano, entre operações desembolsadas e contratadas. Grande parte destes recursos será alocada na expansão dos negócios de energias renováveis e Redes.

Engajados com a Agenda 2030 e o alcance dos Objetivos de Desenvolvimento Sustentável da ONU (ODS), investimos no desenvolvimento das pessoas, da economia local e na redução de desigualdades. Em 2019, concluímos o primeiro ano de consolidação do Instituto Neoenergia, que reúne nossas iniciativas de apoio a projetos sociais, culturais e ambientais. Desta forma, através da gestão destes projetos, beneficiamos mais de 16 mil

peças, equipamentos culturais, fauna e flora, iniciativas que, associadas ao programa de Voluntariado, contribuem para o engajamento de toda a organização com estes compromissos.

Outro projeto que gostaríamos de destacar é a Escola de Eletricistas, que tem nos permitido uma grande contribuição social na capacitação da população das comunidades onde atuamos e que amplia a oferta de profissionais habilitados a trabalhar em redes elétricas de forma segura, cabendo um destaque especial às duas primeiras escolas de eletricistas exclusivas para mulheres na Bahia e Pernambuco.

Para sustentar estes resultados contamos com um time engajado, focado na excelência operacional e alinhado ao propósito e valores da Neoenergia e, como acreditamos que o desempenho é alavancado por nossos talentos, investimos no desenvolvimento profissional. Ao longo de 2019 fizemos 1.195 promoções, preenchemos 77% das vagas com recrutamento interno e realizamos mais de 739 mil horas de capacitação.

Ressaltando também nossos valores de integridade e responsabilidade, fomos reconhecidos pela Controladoria-Geral da União (CGU) e Apex-Brasil, pelo terceiro ano consecutivo, com o Selo Pro-Ética, o que simboliza nossa jornada contínua e o empenho de todos os colaboradores.

Essa trajetória de entrega e credibilidade são as alavancas que impulsionaram o sucesso da nossa estreia na B3 e o consequente aumento do valor das ações. Continuamos recebendo recomendação positiva dos analistas e o volume médio de R\$ 67 milhões por dia garante a liquidez de nosso papel.

Finalmente, gostaria de agradecer o esforço, compromisso e dedicação de todo o time da Neoenergia e a confiança de nossos acionistas que acreditam em nosso potencial. Asseguro que os bons resultados da Companhia não estarão circunscritos a 2019. Baseado em uma sólida estratégia de crescimento sustentável e em uma atuação consistente e responsável continuaremos criando valor a todos os nossos *stakeholders*.

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 2019 em cada distribuidora do Grupo Neoenergia. Em comparação com 2018, houve aumento de 257 mil consumidores.

Número de Consumidores (milhares)	2019					2018				
	Consolidado	 COELBA	 CELPE	 COSERN	 ELEKTRO	Consolidado	 COELBA	 CELPE	 COSERN	 ELEKTRO
Residencial	12.353	5.385	3.337	1.297	2.334	12.080	5.271	3.264	1.263	2.282
Industrial	41	14	5	1	21	42	14	5	1	22
Comercial	983	426	256	103	198	917	397	227	100	192
Rural	505	201	127	50	128	588	232	161	61	134
Outros	167	80	33	25	29	164	79	33	24	29
Total	14.049	6.105	3.757	1.476	2.711	13.792	5.993	3.690	1.450	2.659

1.1.1.2. Evolução do Mercado

A energia distribuída (cativo + livre) pelas Distribuidoras da Neoenergia no 4T9 foi 15.496 GWh, acréscimo de 4,4% em relação ao mesmo período de 2018. No acumulado de 2019, a energia distribuída atingiu 58.918 GWh, 3,9% acima do volume distribuído em 2018, impulsionado pelas maiores temperaturas, maior base de clientes e início da retomada da atividade econômica.

Os valores de energia distribuída por tipo de cliente são apresentados nas tabelas abaixo (4T19 e 2019):

	COELBA			CELPE			COSERN			ELEKTRO			CONSOLIDADO		
	4T19	4T18	%	4T19	4T18	%	4T19	4T18	%	4T19	4T18	%	4T19	4T18	%
Energia Distribuída - Mercado Cativo (GWh)	4.590	4.322	6,2%	2.880	2.937	(1,9%)	1.250	1.243	0,6%	2.854	2.781	2,6%	11.574	11.283	2,6%
Residencial	1.931	1.840	5,0%	1.366	1.321	3,4%	573	558	2,7%	1.227	1.173	4,6%	5.097	4.892	4,2%
Industrial	368	395	(6,9%)	162	288	(43,7%)	77	84	(8,1%)	366	409	(10,5%)	973	1.176	(17,3%)
Comercial	900	873	3,1%	668	665	0,3%	253	257	(1,2%)	590	569	3,7%	2.412	2.364	2,0%
Rural	664	503	32,1%	205	196	4,5%	148	148	0,3%	297	249	19,3%	1.315	1.097	19,9%
Outros	726	711	2,1%	479	467	2,7%	198	196	0,7%	374	381	(1,9%)	1.777	1.755	1,2%
Energia Distribuída - Mercado Cativo Total	4.590	4.322	6,2%	2.880	2.937	(1,9%)	1.250	1.243	0,6%	2.854	2.781	2,6%	11.574	11.283	2,6%
Mercado Livre	1.044	935	11,7%	884	742	19,1%	271	273	(0,7%)	1.723	1.615	6,7%	3.922	3.566	10,0%
TOTAL (Cativo+Livre)	5.635	5.257	7,2%	3.764	3.679	2,3%	1.521	1.516	0,3%	4.577	4.396	4,1%	15.496	14.849	4,4%

	COELBA			CELPE			COSERN			ELEKTRO			CONSOLIDADO		
	2019	2018	%	2019	2018	%	2019	2018	%	2019	2018	%	2019	2018	%
Energia Distribuída - Mercado Cativo (GWh)	17.166	16.522	3,9%	11.009	10.901	1,0%	4.704	4.651	1,1%	11.062	10.865	1,8%	43.942	42.939	2,3%
Residencial	7.326	7.025	4,3%	5.164	4.933	4,7%	2.229	2.155	3,4%	4.773	4.597	3,8%	19.493	18.710	4,2%
Industrial	1.435	1.576	(9,0%)	786	1.077	(27,1%)	297	317	(6,2%)	1.480	1.609	(8,0%)	3.997	4.578	(12,7%)
Comercial	3.404	3.299	3,2%	2.526	2.468	2,4%	987	978	1,0%	2.272	2.222	2,2%	9.190	8.967	2,5%
Rural	2.212	1.956	13,1%	686	672	2,1%	432	455	(4,9%)	1.080	1.027	5,1%	4.410	4.110	7,3%
Outros	2.790	2.666	4,6%	1.847	1.751	5,5%	758	748	1,4%	1.457	1.410	3,4%	6.852	6.575	4,2%
Energia Distribuída - Mercado Cativo Total	17.166	16.522	3,9%	11.009	10.901	1,0%	4.704	4.651	1,1%	11.062	10.865	1,8%	43.942	42.939	2,3%
Mercado Livre	4.062	3.610	12,5%	3.240	2.875	12,7%	1.078	1.047	3,0%	6.596	6.247	5,6%	14.977	13.780	8,7%
TOTAL (Cativo+Livre)	21.228	20.132	5,4%	14.249	13.776	3,4%	5.782	5.698	1,5%	17.659	17.112	3,2%	58.918	56.719	3,9%

O consumo residencial apresentou aumento em todas as distribuidoras. O crescimento de 4,2%, tanto no 4T19 quanto em 2019, foi impulsionado por aumento na base de clientes e pelas altas temperaturas registradas.

A classe industrial cativa, cuja retração foi de 17,3% no 4T19 e 12,7% em 2019 frente aos mesmos períodos de 2018, teve seu comportamento influenciado pela migração de clientes para o Ambiente de Contratação Livre (ACL). A análise da classe industrial somada ao mercado livre revelou crescimento de 3,2% no trimestre e de 3,4% no ano, reflexo da retomada do crescimento econômico nas áreas de concessão da Neoenergia.

O crescimento da classe comercial cativa no 4T19 foi de 2,0% frente ao 4T18, influenciado pelas temperaturas mais altas e maior atividade comercial. No ano, o crescimento foi de 2,5% vs. 2018, pelas mesmas razões do trimestre.

A classe rural aumentou 19,9% no 4T19 comparado ao mesmo período de 2018 e 7,3% em 2019 frente a 2018. O clima mais seco verificado ao longo do ano gerou maior demanda de irrigação.

As outras classes apresentaram crescimento de 1,2% no 4T19 e de 4,2% no ano frente aos mesmos períodos de 2018, impulsionado principalmente pelo aumento de Iluminação Pública e de consumo de unidades de Serviço Público.

1.1.1.3. Balanço Energético

A energia injetada (energia fornecida aos clientes próprios + concessionárias de fronteira + clientes livres + perdas) atingiu o patamar de 17.772 GWh no 4T19, volume 4,49% superior ao 4T18, em função de maiores temperaturas, maior base de clientes e maior atividade econômica. No ano, a energia injetada pelas distribuidoras do Grupo Neoenergia cresceu 3,97% vs. 2018, também impulsionada pelas maiores temperaturas, maior base de clientes e maior atividade econômica, atingindo 67.875 GWh.

BALANÇO ENERGÉTICO (GWh)	4T19	4T18	4T19 x 4T18		2019	2018	2019 x 2018	
			Dif	%			Dif	%
CONSOLIDADO								
Mercado Cativo	11.574	11.283	291	2,58%	43.942	42.939	1.003	2,34%
Mercado Livre + Suprimento	3.922	3.566	357	10,01%	14.977	13.780	1.197	8,69%
Energia Entregue (A)	15.496	14.849	648	4,36%	58.918	56.719	2.200	3,88%
Perdas Totais (B)	2.276	2.160	116	5,37%	8.956	8.564	392	4,58%
Energia Injetada (C) = (A) + (B)	17.772	17.009	763	4,49%	67.875	65.283	2.592	3,97%
PT/ Energia Requerida % (B)/(C)	12,81%	12,70%	0,11 p.p.	-	13,20%	13,12%	0,08 p.p.	-

COELBA

Mercado Cativo	4.590	4.322	268	6,21%	17.166	16.522	644	3,90%
Mercado Livre + Suprimento	1.044	935	110	11,71%	4.062	3.610	452	12,51%
Energia Entregue (A)	5.635	5.257	378	7,19%	21.228	20.132	1.096	5,44%
Perdas Totais (B)	937	811	126	15,53%	3.833	3.484	349	10,02%
Energia Injetada (C) = (A) + (B)	6.572	6.068	504	8,30%	25.061	23.616	1.445	6,12%
PT/ Energia Requerida % (B)/(C)	14,26%	13,37%	0,89 p.p.	-	15,29%	14,75%	0,54 p.p.	-

CELPE

Mercado Cativo	2.880	2.937	(57)	(1,94%)	11.009	10.901	108	0,99%
Mercado Livre + Suprimento	884	742	142	19,07%	3.240	2.875	365	12,68%
Energia Entregue (A)	3.764	3.679	85	2,30%	14.249	13.776	473	3,43%
Perdas Totais (B)	762	743	19	2,54%	2.990	2.887	102	3,55%
Energia Injetada (C) = (A) + (B)	4.525	4.422	103	2,34%	17.239	16.664	575	3,45%
PT/ Energia Requerida % (B)/(C)	16,83%	16,80%	3,42%	0,00%	17,34%	17,33%	0,02 p.p.	0,00%

COSERN

Mercado Cativo	1.250	1.243	7	0,56%	4.704	4.651	53	1,14%
Mercado Livre + Suprimento	271	273	-2	-0,73%	1.078	1.047	32	3,03%
Energia Entregue (A)	1.521	1.516	5	0,33%	5.782	5.698	84	1,48%
Perdas Totais (B)	198	191	6	3,35%	643	632	11	1,76%
Energia Injetada (C) = (A) + (B)	1.719	1.707	11	0,67%	6.425	6.329	96	1,51%
PT/ Energia Requerida % (B)/(C)	11,49%	11,20%	0,30 p.p.	-	10,00%	9,98%	0,02 p.p.	-

								
Mercado Cativo	2.854	2.781	73	2,61%	11.062	10.865	198	1,82%
Mercado Livre + Suprimento	1.723	1.615	108	6,66%	6.596	6.247	349	5,58%
Energia Entregue (A)	4.577	4.396	180	4,10%	17.659	17.112	546	3,19%
Perdas Totais (B)	380	415	(35)	(8,53%)	1.491	1.562	(70)	(4,51%)
Energia Injetada (C) = (A) + (B)	4.956	4.811	145	3,01%	19.150	18.674	476	2,55%
PT/ Energia Requerida % (B)/(C)	7,66%	8,62%	-0,97 p.p.	-	7,79%	8,36%	-0,58 p.p.	-

NOTA: Os números no Balanço Energético refletem o trimestre, desta forma o índice de PT/ Energia Requerida não deve ser o mesmo ao informado no item 1.1.1.4 Perdas, que apresenta percentual acumulado nos últimos 12 meses.

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 comparação dos índices de 2018 e 2019 das distribuidoras do grupo Neoenergia.

DISTRIBUIDORAS	Perdas							
	Perda Técnica		Perda Não Técnica		Perda Total			
	2018	2019	2018	2019	2018	Aneel	2019	Aneel
 COELBA	11,07%	11,01%	3,68%	4,29%	14,75%	13,85%	15,29%	14,43%
 CELPE	8,30%	8,17%	9,03%	9,17%	17,33%	16,37%	17,34%	16,31%
 COSERN	8,42%	8,41%	1,56%	1,59%	9,98%	10,82%	10,00%	10,72%
 ELEKTRO	5,76%	5,85%	2,60%	1,94%	8,36%	6,57%	7,79%	6,6% (até ago/19) 8,03% (após ago/19)

Na Coelba, o crescimento da energia injetada de 6,12% – impulsionado pelas maiores temperaturas e maior base de clientes – contribuiu para uma piora do índice de perdas totais de 14,75% em 2018 para 15,29% em 2019. Importante ressaltar que a distância para a meta regulatória apresentou leve diminuição.

Na Celpe, o patamar de perdas totais se manteve praticamente estável, apesar do crescimento da energia injetada de 3,45% no ano.

As perdas totais da Cosern em 2019 se mantiveram basicamente no mesmo patamar de 2018, abaixo do limite regulatório de 10,72%.

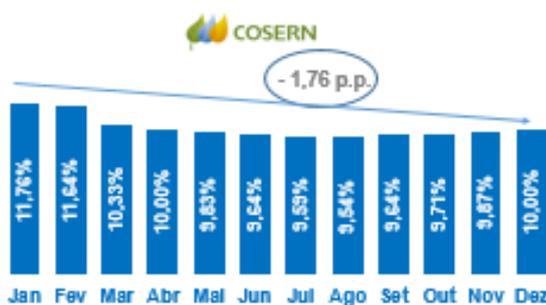
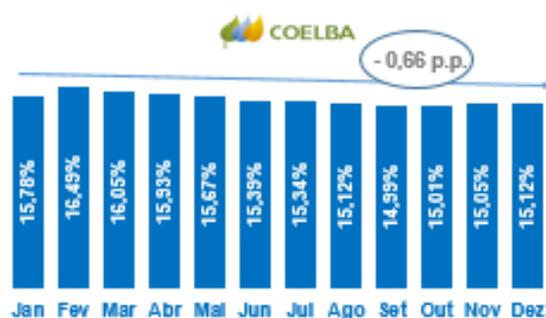
A Revisão Tarifária Periódica da Elektro (agosto/2019) elevou a cobertura regulatória de perdas na tarifa de 6,6% para 8,03%. O nível de perdas encerrou o ano em 7,79%, abaixo do observado em 2018 e abaixo do novo patamar contemplado na tarifa.

1.1.1.4.1. Perdas Reais

As perdas de energia reais são acompanhadas através do índice percentual que calcula a razão entre a energia injetada e a energia fornecida/faturada somadas à energia não faturada.

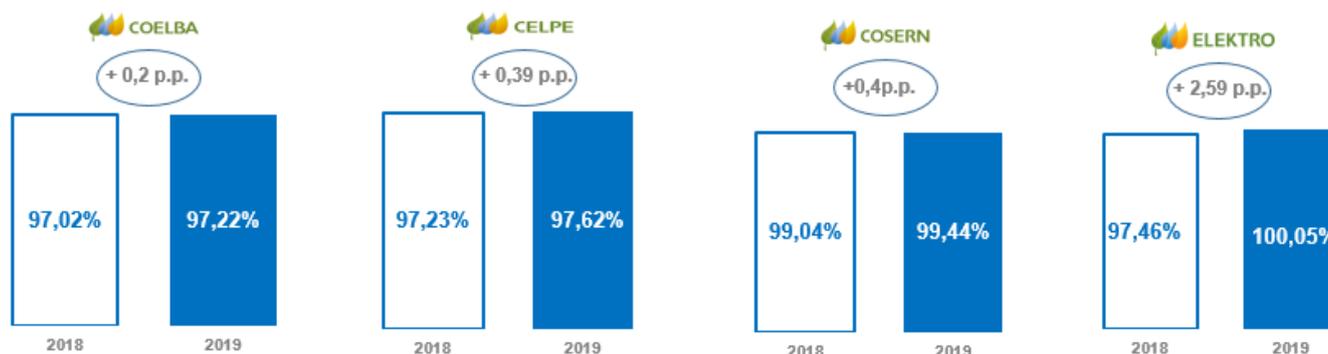
Os gráficos abaixo demonstram a evolução, ao longo de 2019, do índice de perdas reais, acumuladas mensalmente em cada distribuidora – refletindo o resultado das ações de combate às perdas de energia.

A Neoenergia vem atuando de forma a apresentar, de forma constante e consistente, reduções nos níveis de perdas de suas distribuidoras ao longo de 2019, de sorte que Cosern e Elektro já se encontram abaixo dos patamares previstos na tarifa.



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 2019 vs. 2018, com melhor performance em todas as distribuidoras do grupo.



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	4T19	4T18	Var.	2019	2018	Var.	Limites Regulatórios
 COELBA	1,47%	0,79%	0,68 p.p.	1,13%	0,90%	0,23 p.p.	1,16%
 CELPE	1,99%	1,46%	0,53 p.p.	1,85%	1,75%	0,10 p.p.	1,40%
 COSERN	-0,25%	0,42%	-0,67 p.p.	0,18%	0,47%	-0,29 p.p.	0,40%
 ELEKTRO	1,54%	0,87%	0,67 p.p.	1,21%	0,81%	0,40 p.p.	0,38%

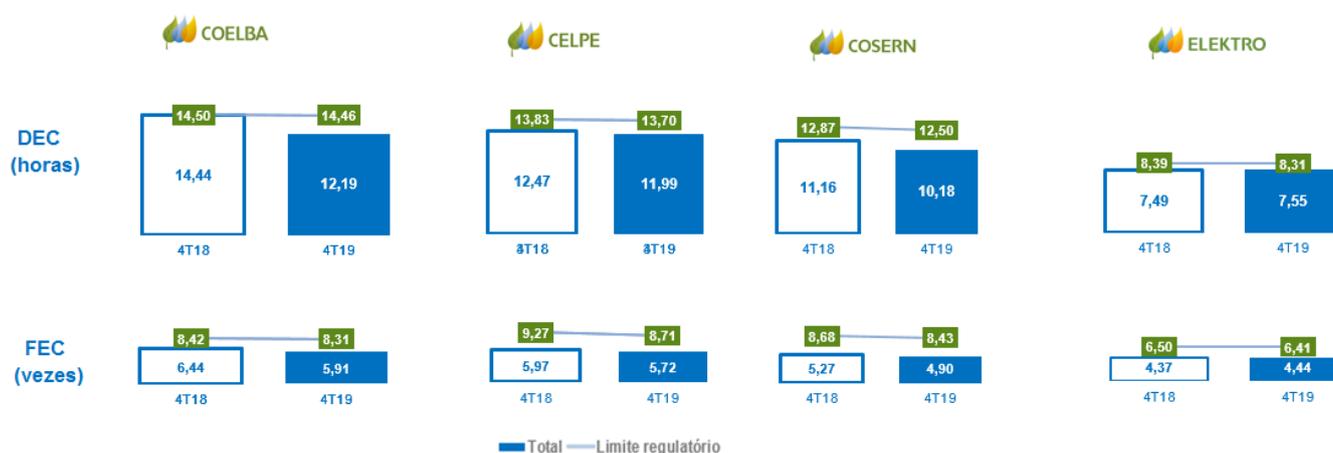
O aumento da PECLD/ROB na Coelba, Celpe e Elektro frente ao ano anterior reflete a postura conservadora de efetuar um maior provisionamento nos faturamentos retroativos resultantes das ações de inspeção de combate às perdas e padronização dos critérios de *aging* entre as distribuidoras.

Na Cosern, excepcionalmente, essa razão foi de -0,25% no trimestre e 0,18% no ano, menor que o limite regulatório de 0,40%. Tanto no trimestre quanto no ano, vale destacar a reversão – após negociação e celebração de acordo para pagamento – de provisão referente a faturas em aberto de um grande cliente.

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 dezembro de 2019 ser posterior ao período de divulgação deste relatório, os dados apresentados são estimados. Os indicadores de dezembro de 2018 foram ajustados para a apuração definitiva.

1.1.2. Transmissoras

Em dezembro de 2019, estavam em operação três transmissoras do Grupo Neoenergia (Afluente T, Narandiba e Potiguar Sul).

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

Além dos ativos citados acima, em dezembro de 2019, a Neoenergia concluiu – com antecedência de 14 meses em relação ao Prazo Contratual Aneel (fevereiro de 2021) – a construção da Subestação de Fernão Dias, referente ao lote 20 do leilão nº 05/2016 de abril de 2017 (Neoenergia Atibaia Transmissão de Energia S.A.). O empreendimento, que está localizado no estado de São Paulo, realizou CAPEX 38% inferior ao investimento de R\$141 milhões estimado originalmente pela Aneel e contou com parte do financiamento proveniente da debênture verde emitida pela Neoenergia no primeiro semestre de 2019, de R\$ 1,3 bilhão em duas séries, uma de 10 anos (IPCA+4,07%) e outra de 14 anos (IPCA+4,22%).

Em janeiro de 2020 foi concluída a Neoenergia Sobral Transmissão de Energia S.A. (SE 500/230 kV Sobral III - Compensador Estático 500 kV), localizada no estado do Ceará, com antecedência de 13 meses em relação ao Prazo Contratual Aneel (fevereiro de 2021). O empreendimento, que é referente ao Lote 27 do leilão de transmissão nº 05/2016 de abril de 2017, realizou CAPEX 33% inferior ao investimento de R\$ 117 milhões estimado originalmente pela Aneel. O financiamento do projeto foi feito pelo BNB, com prazo de 20 anos ao custo de IPCA+2,19%.

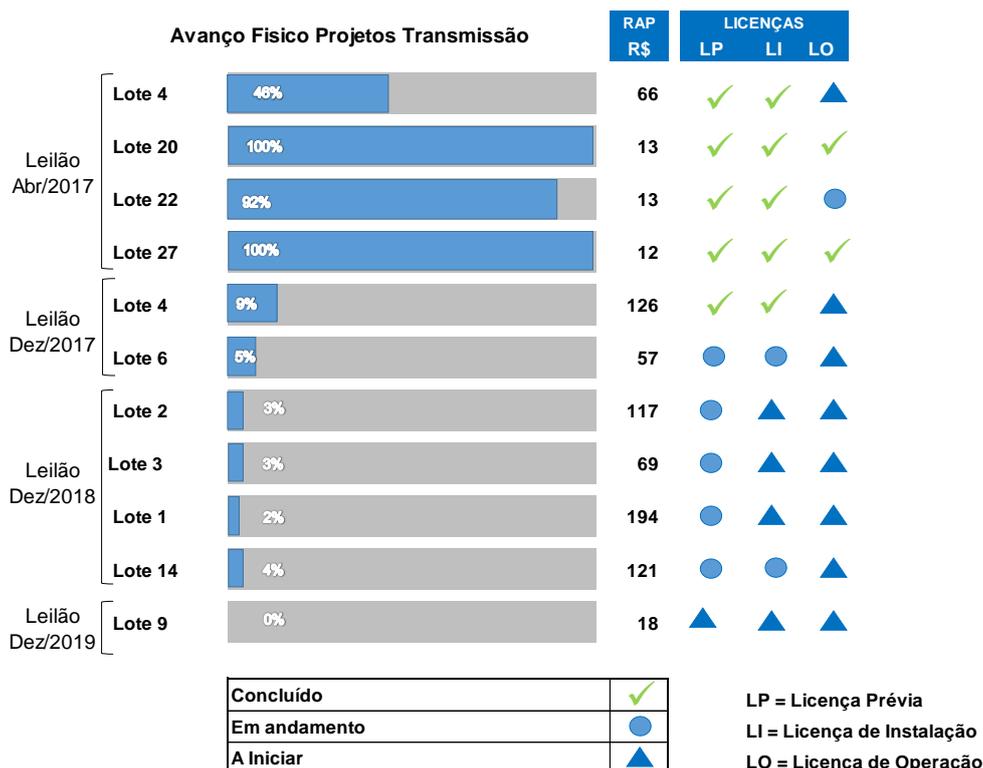
Concluídas	Estado	Participação Neoenergia	Entrada Operação (Prazo ANEEL)	Final da Concessão
Neoenergia Atibaia Transmissão de Energia S.A.				
Subestações Rede Básica				
SE Fernão Dias (COMPARTILHADA)	SP	100%	11/02/2021	11/08/2047
Neoenergia Sobral Transmissão de Energia S.A.				
Subestações Rede Básica				
SE Sobral III (COMPARTILHADA)	CE	100%	11/02/2021	11/08/2047

1.1.2.1. Taxa de Disponibilidade da Linha

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



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



NOTA: Evolução em 31 de janeiro 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;
- Lote 27 (Neoenergia Sobral Transmissão de Energia S.A.) – concluído;
- 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.) – Licença de Instalação do trecho Santa Luzia II – Campina Grande III (124,2 km de extensão) obtida;

Leilão de Dezembro/2018:

- Lote 1 (Neoenergia Vale do Itajaí Transmissão de Energia S.A), Lote 2 (Neoenergia Guanabara Transmissão de Energia S.A.) e Lote 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).

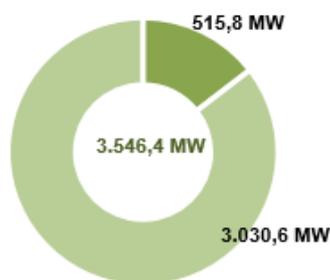
Leilão de Dezembro/2019:

A Neoenergia arrematou o lote 9, localizado na Bahia, que compreende 1 linha de transmissão de 210km e duas subestações. O CAPEX ANEEL estimado para o projeto é de R\$ 303 milhões. A Receita Anual Permitida (RAP) dos novos empreendimentos totaliza R\$ 18 milhões.

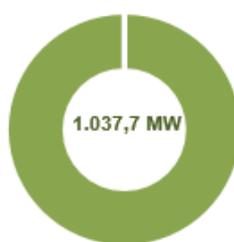
1.2. Renováveis

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.

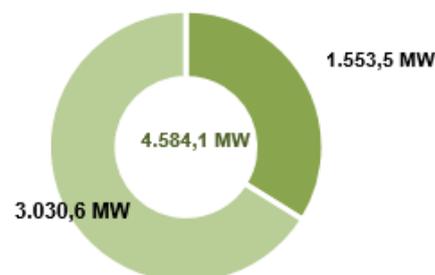
Capacidade Instalada atual



Capacidade Instalada em Construção



Capacidade Instalada Total em 2022



■ Hidro ■ Eólicas

1.2.1. Parques Eólicos

Em 2019, 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% estará destinado 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)	Data da Concessão	
						Autorização	Vencimento
EOL Caetité 1	100%	BA	Caetité	30,00	13	29/10/2012	28/10/2042
EOL Caetité 2	100%	BA	Caetité	30,00	14,7	07/02/2011	06/02/2046
EOL Caetité 3	100%	BA	Caetité	30,00	11,2	24/02/2011	23/02/2046
EOL Calango 1	100%	RN	Bodó e Santana do Mato	30,00	13,9	28/04/2011	27/04/2046
EOL Calango 3	100%	RN	Bodó, Santana do Mato e Lagoa Nova	30,00	13,9	30/05/2011	29/05/2046
EOL Rio do Fogo (ENERBRASIL)	100%	RN	Rio do Fogo	49,30	17,9	19/12/2001	18/12/2031
EOL Arizona 1	100%	RN	Rio do Fogo	28,00	12,9	04/03/2011	03/03/2046
EOL Mel 2	100%	RN	Areia Branca	20,00	8,8	28/02/2011	27/02/2046
EOL Calango 6	100%	RN	Bodó e Cerro Corá	30,00	18,5	20/11/2014	19/11/2049
EOL Santana 1	100%	RN	Bodó, Lagoa Nova e Cerro Corá	30,00	17,3	14/11/2014	13/11/2049
EOL Santana 2	100%	RN	Bodó e Lagoa Nova	24,00	13,1	14/11/2014	13/11/2049
EOL Calango 2	100%	RN	Bodó	30,00	12,8	09/05/2011	08/05/2046
EOL Calango 4	100%	RN	Bodó	30,00	12,8	19/05/2011	18/05/2046
EOL Calango 5	100%	RN	Bodó	30,00	13,7	02/06/2011	01/06/2046
EOL Canoas	100%	PB	São José do Sabugi e Junco do Seridó	31,50	17,7	04/08/2015	03/08/2050
EOL Lagoa 2	100%	PB	São José do Sabugi e Santa Luzia	31,50	17,5	04/08/2015	03/08/2050
EOL Lagoa 1	100%	PB	São José do Sabugi e Santa Luzia	31,50	18,7	04/08/2015	03/08/2050

No 4T19 o montante de energia eólica gerado foi de 576GWh, 4,24% maior que o volume gerado no mesmo período do ano anterior. A disponibilidade dos parques esteve conforme programado (acima de 97%) no 4T19. No ano, o recurso eólico está pontualmente abaixo da média histórica.

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 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. No 4T19, vale destacar a entrada em operação da totalidade de Belo Monte.

Hidrelétricas em operação	Participação Neoenergia (Direta e Indireta)	Estado	Localidade	Capacidade Instalada (MW)	Energia Assegurada (MW)	Data da Concessão	
						Autorização	Vencimento
UHE Itapebi	100%	BA	Rio Jequitinhonha	462,01	209,1	28/05/1999	31/08/2035
UHE Corumbá III	70%	GO	Rio Corumbá	96,45	49,3	07/11/2001	14/02/2037
UHE Baguari I	51%	MG	Rio Doce	140,00	84,7	15/08/2006	31/12/2039
UHE Dardanelos	51%	MT	Rio Aripuanã	261,00	154,9	03/07/2007	02/01/2043
Teles Pires	51%	MT / PA	Rio Teles Pires	1.819,80	930,7	07/06/2011	06/06/2046
Belo Monte	10%	PA	Rio Xingu	11.233,10	4571	26/08/2010	25/08/2045
Baixo Iguaçu	70%	PR	Rio Iguaçu	350,20	172,4	20/08/2012	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.

No 4T19, a Termopernambuco teve parada de 1 dia para manutenção, enquanto que no 4T18 a usina parou por 54 dias por não suprimento de gás. No ano, a geração mostrou-se menor devido a restrição no despacho pelo ONS e por não fornecimento de gás (no 1S19), cujos efeitos no resultado da Companhia foram minimizados 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)	4T19	4T18	Variação		2019	2018	Variação	
			R\$	%			R\$	%
Receita Operacional Líquida ⁽¹⁾	7.216,2	6.643,6	572,6	8,6%	27.623,1	25.241,4	2.381,7	9,4%
Custos Com Energia ⁽²⁾	(4.861,8)	(4.690,1)	(171,8)	3,7%	(19.015,2)	(17.813,1)	(1.202,1)	6,7%
Margem Bruta s/VNR	2.354,4	1.953,5	400,9	20,5%	8.608,0	7.428,4	1.179,6	15,9%
Ativo Financeiro da Concessão (VNR)	155,7	33,8	121,9	358,8%	555,6	428,6	127,0	29,6%
MARGEM BRUTA	2.510,0	1.987,2	522,8	26,3%	9.163,6	7.857,0	1.306,6	16,6%
Despesa Operacional (PMSO)	(894,5)	(834,6)	(59,8)	7,1%	(3.180,2)	(3.086,8)	(93,5)	3,0%
PECLD	(108,0)	(69,5)	(38,4)	54,3%	(331,7)	(274,4)	(57,3)	21,2%
(+) Equivalência Patrimonial	5,8	(24,8)	30,6	-124,0%	67,8	56,3	11,5	21,4%
EBITDA	1.513,4	1.058,3	455,1	43,0%	5.719,4	4.552,1	1.167,3	25,6%
Depreciação	(359,6)	(320,8)	(38,8)	12,1%	(1.446,2)	(1.282,2)	(164,0)	12,8%
Resultado Financeiro	(367,9)	(324,0)	(43,9)	13,6%	(1.340,8)	(1.169,0)	(171,8)	14,7%
IR/CS	(143,2)	(48,6)	(94,6)	191,8%	(623,1)	(507,0)	(116,1)	22,9%
Minoritário	(24,3)	(11,6)	(12,6)	100,0%	(80,2)	(57,6)	(22,6)	37,9%
LUCRO LÍQUIDO	618,4	353,2	265,2	75,1%	2.229,1	1.536,3	692,8	45,1%

⁽¹⁾ Considera Receita de Construção

⁽²⁾ Considera Custos de Construção

Conforme expresso na Orientação Técnica CPC 08, o reconhecimento e mensuração das variações entre os custos não gerenciáveis efetivamente ocorridos em relação às tarifas homologadas são classificados sempre na linha de Receita Operacional como Valores a Receber/Devolver de Parcela A e Outros Itens Financeiros. Considerando que grande parte da Parcela A é registrada como custo de energia, a análise isolada de variações de receita e custo pode levar a distorções na interpretação do resultado do período. Desta forma, a Companhia acredita ser mais adequado explicar as variações do resultado a partir da Margem Bruta.

A Neoenergia apresentou Margem Bruta de R\$ 2.510,0 milhões no 4T19 (+26,3% vs. 4T18), impulsionada por suas distribuidoras, que cresceram +4,4% vs.4T18 em energia distribuída (maior base de clientes, altas temperaturas e início da retomada da atividade econômica), assim como pela atualização do Ativo Financeiro da Concessão (+R\$ 121,9 milhões vs. 4T18), por maior IPCA no 4T19 vs. 4T18 (+1,38 p.p.) e pela aplicação do IFRS15 no negócio de transmissão, que impactou o trimestre em +R\$ 168,1 milhões vs. 4T18).

No ano, a Margem atingiu R\$ 9.163,6 milhões (+16,6% vs. 2018), também impulsionada pelo aumento da base de clientes, maiores temperaturas e retomada da atividade econômica – refletidos no crescimento da energia distribuída em 3,9% vs. 2018 –, bem como pelas revisões tarifárias da Coelba e Cosern a partir de abril de 2018; pelos reajustes anuais ocorridos em 2019, pela revisão tarifária da Elektro a partir de agosto de 2019, pela atualização do Ativo Financeiro da Concessão das distribuidoras (+R\$ 127,0 milhões vs. 2018), por maior IPCA em 2019 vs. 2018 (+0,56 p.p.) e pelo impacto da aplicação do IFRS15 nos ativos de transmissão em construção (+R\$ 280,6 milhões vs. 2018).

As Despesas Operacionais da Neoenergia totalizaram R\$ 894,5 milhões no 4T19. No ano, as despesas totalizaram R\$ 3.180,2 milhões, variação de R\$ 93,4 milhões acima de 2018. Vale ressaltar que, mesmo com uma maior base de clientes (+257 mil vs. 2018), o crescimento das Despesas no ano (+3,0% vs. 2018) permaneceu abaixo do IPCA de 2019 (4,31%).

Importante frisar que no 4T19 ocorreram os seguintes gastos não recorrentes: ajuste pontual do prognóstico do contencioso na Elektro (R\$28,7 milhões), sobreposição pontual de gastos com internalização de eletricitas nas distribuidoras (R\$14,9 milhões) e despesas finais do IPO (R\$12,6 milhões). Desconsiderando esses impactos as despesas no 4T19 vs. 4T18 apresentam aumento de 0,4%. Da mesma forma, no ano os gastos não recorrentes foram: ajuste do prognóstico da carteira jurídica na Elektro (R\$39,6 milhões), sobreposição pontual de gastos com internalização de eletricitas nas distribuidoras (R\$14,9 milhões) e despesas relativas ao IPO (R\$40,4 milhões), sem esses efeitos as despesas de 2018 para 2019 apresentariam queda de -0,04%.

Em 2019, a Neoenergia unificou os Planos de Saúde de todo o Grupo, de modo que, no caso específico da Coelba, tal movimento permitiu a redução do passivo atuarial na ordem de R\$ 124,9 milhões (impacto no Balanço Patrimonial).

A PECLD apresentou no 4T19 R\$ 108,0 milhões (+55,4% vs. 4T18), refletindo a postura conservadora de efetuar um maior provisionamento nos faturamentos retroativos resultantes das ações de inspeção de combate às perdas e padronização dos critérios de *aging*. No acumulado o aumento observado foi de R\$ 57,3 milhões (+20,9% vs. 2018), pelas mesmas razões.

Cabe acrescentar que no trimestre houve impacto positivo de R\$ 5,8 milhões na equivalência patrimonial, (+R\$ 30,6 milhões vs. 4T18). No ano, a variação foi de R\$ 11,5 milhões (+20,4% vs. 2018), impactada principalmente por um melhor resultado em Teles Pires, que amenizou as perdas em Belo Monte oriundas da liquidação de sua energia livre a um PLD baixo na região Norte.

Como resultado dos efeitos apresentados, o EBITDA encerrou o 4T19 em R\$ 1.513,4 milhões (+43,0% vs. 4T18). No ano, o EBITDA atingiu R\$ 5.719,4 milhões, 25,6% superior ao de 2018. Deste EBITDA, R\$ 309,5 milhões referem-se à aplicação de IFRS 15.

A Neoenergia registrou Lucro Líquido de R\$ 618,4 milhões no 4T19 (+75,1% vs. 4T18) e de R\$ 2.229,1 milhões em 2019 (+45,1% vs. 2018).

2.2. Redes

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

DRE REDES (R\$ MM)	4T19	4T18	Variação		2019	2018	Variação	
			R\$	%			R\$	%
Receita Líquida	6.772,8	6.001,1	771,7	12,9%	25.903,1	23.020,6	2.882,5	12,5%
Custos Com Energia	(4.721,7)	(4.356,6)	(365,1)	8,4%	(18.460,5)	(16.919,4)	(1.541,1)	9,1%
Margem Bruta s/ VNR	2.051,2	1.644,5	406,7	24,7%	7.442,6	6.101,2	1.341,4	22,0%
Ativo Financeiro da Concessão (VNR)	155,7	33,8	121,9	360,7%	555,6	428,6	127,0	29,6%
Margem Bruta	2.206,8	1.678,2	528,6	31,5%	7.998,2	6.529,8	1.468,4	22,5%
Despesa Operacional (PMSO)	(702,1)	(645,6)	(56,5)	8,8%	(2.624,5)	(2.534,2)	(90,3)	3,6%
PECLD	(109,1)	(61,0)	(48,1)	78,9%	(348,4)	(265,4)	(83,0)	31,3%
EBITDA	1.395,6	971,6	424,0	43,6%	5.025,3	3.730,2	1.295,1	34,7%
Depreciação	(276,0)	(234,5)	(41,5)	17,7%	(1.062,7)	(925,0)	(137,7)	14,9%
Resultado Financeiro	(286,8)	(247,4)	(39,4)	15,9%	(1.149,5)	(908,6)	(240,9)	26,5%
IR CS	(146,7)	(61,7)	(85,0)	137,8%	(573,4)	(417,6)	(155,8)	37,3%
LUCRO LÍQUIDO	686,2	428,0	258,2	60,3%	2.239,7	1.479,1	760,6	51,4%

No 4T19 o segmento Redes consolidou Margem Bruta de R\$ 2.206,8 milhões (+31,5% vs.4T18), impulsionado pelo resultado das distribuidoras, que representam 90,8% do segmento.

A expansão no 4T19 frente 4T18 se deve ao aumento na base de clientes, altas temperaturas e início da recuperação da atividade econômica – refletidos na maior energia distribuída (+4,4% vs. 4T18) –, pela atualização do Ativo Financeiro da Concessão (+R\$ 62,7 milhões na Coelba, +R\$ 17,1 milhões na Celpe, +R\$ 14,4 milhões na Cosern e + R\$ 27,7 milhões na Elektro), impactada pelo IPCA mais alto no 4T19 vs. 4T18 (+1,38 p.p.) e pela aplicação do IFRS 15 na transmissão (R\$ 168,1 milhões).

No ano, a Margem Bruta atingiu R\$ 7.998,2 milhões (+22,5% vs. 2018). Além do aumento da base de clientes, altas temperaturas e início da retomada da economia, que geraram maior volume de energia distribuída (+ 3,9% vs. 2018), deve-se destacar (i) as revisões tarifárias da Coelba e Cosern a partir de abril de 2018; (ii) os reajustes anuais ocorridos em 2019; e (iii) a revisão tarifária da Elektro a partir de agosto de 2019. A aplicação do IFRS15 nos ativos de transmissão em construção também contribuiu com uma majoração de R\$ 280,6 milhões vs. 2018.

No que tange as Despesas Operacionais do segmento, o 4T19 apresentou crescimento pontual (+8,8% vs. 4T18) No ano, o incremento foi de 3,6% vs. 2018, absorvendo, desta forma, parte da pressão inflacionária e do aumento da base de clientes, confirmando a disciplina de custos e a captura de eficiências.

Importante frisar que no 4T19 ocorreram os seguintes gastos não recorrentes: ajuste pontual do prognóstico da carteira jurídica na Elektro (R\$28,7 milhões) e sobreposição pontual de gastos com internalização de eletricitistas nas distribuidoras (R\$14,9 milhões). Desconsiderando esses impactos as despesas no 4T19 vs. 4T18 apresentam aumento de 2,0%. Da mesma forma, no ano os gastos não recorrentes foram: ajuste do prognóstico da carteira jurídica na Elektro (R\$39,6 milhões) e a sobreposição pontual de gastos com internalização de eletricitistas nas distribuidoras (R\$14,9 milhões), sem esses efeitos o aumento de despesas de 2018 para 2019 seria de 1,4%.

No 4T19, as Provisões para Perdas Estimadas em Créditos de Liquidação Duvidosa (PECLD) totalizaram R\$ 109,1 milhões, aumento de R\$ 48,1 milhões em comparação ao mesmo período de 2018, refletindo a postura conservadora de efetuar um maior provisionamento nos faturamentos retroativos resultantes das ações de inspeção de combate às perdas e padronização dos critérios de *aging*. No ano, o aumento foi de 31,3% em relação a 2018.

Como resultado das variações citadas anteriormente, o EBITDA encerrou 4T19 em R\$ 1.395,6 milhões (+43,6% vs. 4T18). Em 2019, o EBITDA alcançou R\$ 5.025,3 milhões (+34,7% vs. 2018).

O segmento de Redes registrou Lucro Líquido de R\$ 686,2 milhões no 4T19 (+60,3% vs. 4T18) e de R\$ 2.239,7 milhões em 2019 (+51,4% vs. 2018).

2.2.1.1. COELBA

DRE (R\$ MM)	4T19	4T18	Variação		2019	2018	Variação	
			R\$	%			R\$	%
Margem Bruta s/ VNR	810,0	700,0	110,0	15,7%	3.210,0	2.598,8	611,2	23,5%
Ativo Financeiro da Concessão (VNR)	81,5	18,8	62,7	333,5%	209,6	234,6	(25,0)	(10,7%)
Margem Bruta	891,5	718,8	172,7	24,0%	3.419,6	2.833,5	586,1	20,7%
Despesa Operacional (PMSO)	(315,7)	(288,3)	(27,4)	9,5%	(1.157,1)	(1.179,3)	22,2	(1,9%)
PECLD	(45,1)	(20,4)	(24,7)	121,1%	(124,8)	(86,1)	(38,7)	44,9%
EBITDA	530,7	410,2	120,5	29,4%	2.137,6	1.568,1	569,5	36,3%
Depreciação	(131,0)	(107,1)	(23,9)	22,3%	(492,6)	(421,0)	(71,6)	17,0%
Resultado Financeiro	(110,5)	(118,9)	8,4	(7,1%)	(481,9)	(387,0)	(94,9)	24,5%
IR CS	(13,7)	(4,8)	(8,9)	185,4%	(153,6)	(121,5)	(32,1)	26,4%
LUCRO LÍQUIDO	275,5	179,4	96,1	53,6%	1.009,5	638,6	370,9	58,1%

A Coelba encerrou 4T19 com Margem Bruta de R\$ 891,5 milhões, aumento de 24,0% em relação ao 4T18, impulsionado pela expansão da base de clientes, altas temperaturas, início da recuperação da atividade econômica e maior necessidade de irrigação na classe rural – refletido na maior energia distribuída (+7,2% vs.4T18) – e também pela atualização do Ativo Financeiro da Concessão (+R\$ 63 milhões), impactada pelo IPCA mais alto no 4T19 vs. 4T18 (+1,38p.p.).

No ano, a Margem Bruta atingiu R\$ 3.419,6 milhões (+20,7% vs. 2018). Além da maior base de clientes, altas temperaturas, início da recuperação da atividade econômica e maior necessidade de irrigação na classe rural, que geraram maior volume distribuído (+5,4% vs.2018), deve-se destacar a revisão tarifária da Companhia a partir de abril de 2018 e o reajuste anual em abril de 2019. Vale ainda citar que no ano de 2018 a Margem da Coelba sofreu o efeito positivo não recorrente da atualização do Ativo Financeiro da Concessão (VNR) em virtude do 4º ciclo de revisão tarifária da Coelba em R\$ 87,0 milhões, por menor glosa e maior BRR. Desconsiderando o efeito não recorrente da atualização do VNR o crescimento da Margem bruta seria de 24,5% em 2019 vs. 2018.

As Despesas Operacionais apresentaram crescimento pontual no 4T19 (+9,5% vs. 4T18). No ano, as Despesas Operacionais totalizaram R\$ 1.157,1 milhões, redução de 1,9% em relação a 2018, absorvendo dessa forma tanto a inflação quanto o crescimento da base de clientes (+1,9% vs. 2018), consequência das eficiências e sinergias obtidas. A Companhia segue seu plano de primarização de eletricitistas.

Importante frisar que no 4T19 ocorreu o seguinte evento não recorrente: sobreposição pontual de gastos com internalização de eletricitistas (R\$9 milhões). Desconsiderando esse impacto, as despesas no 4T19 vs. 4T18 apresentam aumento de 6,4%. Da mesma forma, no ano, desconsiderando estes mesmos gastos não recorrentes as despesas de 2018 para 2019 apresentariam redução de -2,6%.

No 4T19, as Provisões para Perdas Estimadas em Créditos de Liquidação Duvidosa (PECLD) totalizaram R\$ 45,1 milhões, aumento de R\$ 24,7 milhões em comparação ao mesmo período de 2018, refletindo a postura conservadora de efetuar um maior provisionamento nos faturamentos retroativos resultantes das ações de inspeção de combate às perdas e padronização dos critérios de *aging*. No ano, o aumento foi de 44,9% em relação a 2018.

O EBITDA encerrou 4T19 em R\$ 530,7 milhões (+29,4% vs. 4T18). No ano, o EBITDA registrou R\$ 2.137,6 milhões (+36,3% vs. 2018). Desconsiderando o mesmo efeito não recorrente da atualização do VNR de R\$ 87,0 milhões ocorrido em 2018, o crescimento de EBITDA seria de 44,3% em 2019.

A Coelba registrou Lucro Líquido de R\$ 275,5 milhões no 4T19 e de R\$ 1.009,5 milhões no ano, 58,1% acima do resultado de 2018.

2.2.1.2. CELPE

DRE (R\$ MM)	4T19	4T18	Variação		2019	2018	Variação	
			R\$	%			R\$	%
Margem Bruta s/VNR	394,2	372,6	21,6	5,8%	1.529,5	1.382,6	146,9	10,6%
Ativo Financeiro da Concessão (VNR)	23,7	6,6	17,1	259,1%	70,0	55,9	14,1	25,2%
Margem Bruta	417,9	379,1	38,8	10,2%	1.599,5	1.438,5	161,0	11,2%
Despesa Operacional (PMSO)	(147,7)	(164,7)	17,0	(10,3%)	(648,1)	(653,0)	4,9	(0,8%)
PECLD	(37,1)	(24,1)	(13,0)	53,9%	(124,7)	(106,9)	(17,8)	16,7%
EBITDA	233,1	190,4	42,7	22,4%	826,7	678,7	148,0	21,8%
Depreciação	(65,6)	(59,3)	(6,3)	10,6%	(256,9)	(227,8)	(29,1)	12,8%
Resultado Financeiro	(79,8)	(96,2)	16,4	(17,0%)	(337,5)	(286,6)	(50,9)	17,8%
IR CS	(16,2)	(17,3)	1,1	(6,4%)	(50,9)	(52,4)	1,5	(2,9%)
LUCRO LÍQUIDO	71,4	17,7	53,7	303,4%	181,3	111,9	69,4	62,0%

A Celpe encerrou 4T19 com Margem Bruta de R\$ 417,9 milhões, aumento de 10,2% em relação ao 4T18, impulsionado pela expansão na base de clientes e maiores temperaturas, gerando maior consumo – refletido na maior energia distribuída no período (+2,3% vs. 4T18) – e também pela atualização do Ativo Financeiro da Concessão (+R\$17,1 milhões), impactada pelo IPCA mais alto no 4T19 vs.4T18 (+1,38p.p.). No ano, a Margem Bruta atingiu R\$ 1.599,5 milhões, crescimento de 11,2% em relação ao mesmo período de 2018, também impactada pelo aumento da base de clientes, maiores temperaturas e início da recuperação econômica do estado de

Pernambuco. Também no acumulado do ano, o IPCA mais alto (+0,56 p.p vs.2018), impactou positivamente a atualização do Ativo Financeiro da Concessão (+R\$14,1 milhões).

As Despesas Operacionais da Celpe seguiram apresentando captura de eficiências, com redução tanto no 4T19 (-10,3% vs. 4T18) quanto no ano (-0,8% vs. 2018), reflexo da melhoria processos que proporcionaram absorver tanto a inflação quanto o crescimento da base de clientes (+1,8% vs. 2018). A Companhia segue seu plano de primarização de eletricitistas.

No 4T19, as Provisões para Perdas Estimadas em Créditos de Liquidação Duvidosa (PECLD) totalizaram R\$ 37,1 milhões, aumento de R\$ 13,0 milhões (53,9%) em comparação ao mesmo período de 2018, refletindo a postura conservadora de efetuar um maior provisionamento nos faturamentos retroativos resultantes das ações de inspeção de combate às perdas e padronização dos critérios de *aging*. Em 2019, o aumento foi de 16,7% em relação a 2018.

O EBITDA da Celpe alcançou no 4T19 R\$ 233,1 milhões (+22,4% vs. 4T18). No ano, o EBITDA foi de R\$ 826,7 milhões (+ 21,8% vs. 2018).

A Celpe registrou Lucro Líquido de R\$ 71,4 milhões no 4T19 (+R\$ 53,7 milhões vs. 4T18); no ano o Lucro atingiu R\$ 181,3 milhões, (+ R\$ 69,4 milhões vs. 2018).

2.2.1.3. COSERN

DRE (R\$ MM)	4T19	4T18	Variação		2019	2018	Variação	
			R\$	%			R\$	%
Margem Bruta s/ VNR	189,1	171,0	18,1	10,6%	712,2	643,0	69,2	10,8%
Ativo Financeiro da Concessão (VNR)	17,4	3,0	14,4	480,0%	45,5	90,7	(45,2)	(49,8%)
Margem Bruta	206,5	173,9	32,6	18,7%	757,7	733,7	24,0	3,3%
Despesa Operacional (PMSO)	(66,2)	(97,3)	31,1	(32,0%)	(238,6)	(259,5)	20,9	(8,1%)
PECLD	1,9	(3,1)	5,0	(161,3%)	(5,2)	(12,4)	7,2	(58,1%)
EBITDA	142,2	73,5	68,7	93,5%	513,9	461,8	52,1	11,3%
Depreciação	(24,2)	(20,9)	(3,3)	15,8%	(92,9)	(81,9)	(11,0)	13,4%
Resultado Financeiro	(25,2)	(24,8)	(0,4)	1,6%	(96,2)	(89,2)	(7,0)	7,8%
IR CS	(12,8)	4,7	(17,5)	(372,3%)	(51,6)	(49,0)	(2,6)	5,3%
LUCRO LÍQUIDO	79,9	32,6	47,3	145,1%	273,1	241,7	31,4	13,0%

A Cosern encerrou 4T19 com Margem Bruta de R\$ 206,5 milhões, aumento de 18,7% em relação ao 4T18 impulsionado pelas temperaturas mais altas e maior base de clientes, gerando maior volume de consumo – refletido na maior energia distribuída no período (+0,3% vs. 4T18) – e também pela atualização do Ativo Financeiro da Concessão (+R\$14,4 milhões), impactada pelo IPCA mais alto no 4T19 vs.4T18 (+1,38p.p.).

No ano, a Margem Bruta atingiu R\$ 757,7 milhões, acréscimo de 3,3% em relação a 2018. Além do aumento da base de clientes e maiores temperaturas, que geraram maior volume distribuído (+1,5% vs. 2018), em 2018 a Margem Bruta foi impactada pela revisão tarifária da Companhia somente a partir de abril de 2018. Em 2019, somado ao impacto da revisão tarifária do ano anterior, a Margem também foi impactada pelo reajuste anual.

Vale ainda citar que no ano de 2018 a Margem da Cosern sofreu o efeito positivo não recorrente da atualização do Ativo Financeiro da Concessão (VNR) em virtude do 4º ciclo de revisão da Cosern em R\$ 61,3 milhões, por menor glosa e maior BRR. Desconsiderando o mesmo efeito não recorrente da atualização do VNR de R\$ 61,3 milhões ocorrido em 2018, o crescimento de Margem Bruta seria de 12,7% em 2019 vs. 2018.

Em relação às Despesas Operacionais, a Cosern apresentou redução no 4T19 de R\$ 31,1 milhões vs. 4T18. No ano, as Despesas Operacionais totalizaram R\$ 238,6 milhões, 8,1% abaixo de 2018.

No 4T19, as Provisões para Perdas Estimadas em Créditos de Liquidação Duvidosa (PECLD) totalizaram +R\$ 1,9 milhões, em comparação aos -R\$ 3,1 milhões no 4T18. Vale destacar que no 4T19, houve a reversão de R\$ 7 milhões – após negociação e celebração de acordo para pagamento – de provisão referente a faturas em aberto de um grande cliente. Em 2019, a redução foi de 58,1% em relação a 2018 também impactada positivamente pela reversão de R\$ 7 milhões acima destacada.

O EBITDA da Cosern alcançou, no 4T19, R\$ 142,2 milhões, 93,5% acima do que o apurado no mesmo período de 2018. No ano, o aumento foi de 11,3% em relação a 2018. Desconsiderando o efeito não recorrente da atualização do VNR de R\$ 61,3 milhões ocorrido em 2018, o crescimento de EBITDA seria de 28,3% em 2019.

A Cosern registrou Lucro Líquido de R\$ 79,9 milhões no 4T19, 145,1% acima do mesmo período de 2018 (R\$ 32,6 milhões). No ano, totalizou R\$ 273,1 milhões, 13,0% acima do resultado de 2018 (R\$ 241,7 milhões).

2.2.1.4. ELEKTRO

DRE (R\$ MM)	4T19	4T18	Variação		2019	2018	Variação	
			R\$	%			R\$	%
Margem Bruta s/ VNR	454,3	402,3	52,0	12,9%	1.593,9	1.407,5	186,4	13,2%
Ativo Financeiro da Concessão (VNR)	33,1	5,4	27,7	513,0%	230,6	47,4	183,2	386,5%
Margem Bruta	487,4	407,7	79,7	19,5%	1.824,4	1.454,9	369,5	25,4%
Despesa Operacional (PMSO)	(174,0)	(121,7)	(52,3)	43,0%	(582,8)	(466,6)	(116,2)	24,9%
PECLD	(28,7)	(13,4)	(15,3)	114,2%	(93,6)	(59,8)	(33,8)	56,5%
EBITDA	284,7	272,5	12,2	4,5%	1.148,1	928,5	219,6	23,7%
Depreciação	(55,8)	(50,4)	(5,4)	10,7%	(220,0)	(194,0)	(26,0)	13,4%
Resultado Financeiro	(68,6)	(8,1)	(60,5)	746,9%	(233,3)	(147,0)	(86,3)	58,7%
IR CS	(35,3)	(33,4)	(1,9)	5,7%	(199,9)	(173,1)	(26,8)	15,5%
LUCRO LÍQUIDO	125,0	180,6	(55,6)	(30,8%)	494,9	414,3	80,6	19,5%

A Elektro encerrou o 4T19 com Margem Bruta de R\$ 487,4 milhões, variação positiva de 19,5% (R\$ 79,7 milhões) em relação ao 4T18, impulsionada pela expansão da base de clientes, altas temperaturas, maior atividade econômica e maior necessidade de irrigação na classe rural, que geraram maior consumo – refletido no volume de energia distribuída no período (+4,1% vs. 4T18) –, pela atualização do Ativo Financeiro da Concessão (+R\$27,7 milhões), impactada pelo IPCA mais alto no 4T19 vs. 4T18 (+1,38p.p.) e também pela Revisão Tarifária Periódica de agosto de 2019.

No ano, a Margem Bruta atingiu R\$ 1.824,4 milhões, crescimento de 25,4% em relação a 2018. Além do aumento da base de clientes, altas temperaturas, maior atividade econômica e maior necessidade de irrigação na classe rural, que geraram maior volume distribuído (+3,2% vs. 2018), em 2019 a Margem Bruta da Companhia foi impactada pelo efeito não recorrente do reconhecimento positivo de R\$ 157,4 milhões referente ao Ativo Financeiro da Concessão (VNR), por menor glosa e maior BRR, homologado pela ANEEL no 5º Ciclo de Revisão Tarifária Periódica em agosto/19. Desconsiderando o mesmo efeito não recorrente da atualização do VNR, o crescimento de Margem Bruta seria de 14,6% em 2019 vs. 2018.

As Despesas Operacionais totalizaram R\$ 174,0 milhões no 4T19 (+43,0% vs. 4T18), em virtude de elevação pontual de contencioso jurídico (R\$ 28,7 milhões) relativo a atualização de prognóstico de ações cíveis e trabalhistas e de despesas com rescisões (+R\$ 3,6 milhões vs. 4T18). No ano, as despesas foram R\$ 116,2 milhões acima do 2018 em função da atualização pontual da carteira do contencioso jurídico (R\$ 39,6 milhões) e gastos com rescisão (+R\$ 9,4 milhões vs. 2018).

Desconsiderando esses impactos as despesas no 4T19 vs. 4T18 apresentam aumento de 19,4%. Da mesma forma, no ano, não considerando os gastos não recorrentes com a carteira jurídica na Elektro (R\$39,6 milhões) o aumento de despesas de 2018 para 2019 seria de 16,4%.

No 4T19, as Provisões para Perdas Estimadas em Créditos de Liquidação Duvidosa (PECLD) totalizaram R\$ 28,7 milhões, aumento de R\$ 15,3 milhões em comparação ao mesmo período de 2018, refletindo a postura conservadora de efetuar um maior provisionamento nos faturamentos retroativos resultantes das ações de inspeção de combate às perdas e padronização dos critérios de *aging*. Em 2019, o aumento foi de 56,5% vs. 2018.

A Elektro encerrou o 4T19 com EBITDA de R\$ 284,7 milhões, desempenho 4,5% superior ao 4T18. No ano o EBITDA foi de R\$ 1.148,1 milhões (+23,7% vs. 2018). Desconsiderando o efeito não recorrente no VNR, seria de R\$ 990,7 milhões (aumento de 6,7% vs. 2018).

A Elektro registrou Lucro Líquido de R\$ 125,0 milhões no 4T19, redução de 30,8% em relação ao 4T18. No ano, o Lucro Líquido foi de R\$ 494,9 milhões, incremento de 19,5% em relação a 2018.

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)	4T19	4T18	Variação		2019	2018	Variação	
			R\$	%			R\$	%
Receita Líquida	224,9	198,6	26,3	13,2%	949,4	1.046,0	(96,6)	(9,2%)
Custos Com Energia	(44,7)	(65,3)	20,6	(31,5%)	(167,2)	(270,0)	102,8	(38,1%)
MARGEM BRUTA	180,2	133,2	47,0	35,3%	782,2	776,0	6,2	0,8%
Despesa Operacional (PMSO)	(62,3)	(116,0)	53,7	(46,3%)	(216,9)	(251,8)	34,9	(13,9%)
PECLD	2,0	(1,0)	3,0	(300,0%)	0,9	(1,1)	2,0	(181,8%)
(+) Equivalência Patrimonial	5,8	(24,8)	30,6	(123,4%)	67,8	56,3	11,5	20,4%
EBITDA	125,7	(8,6)	134,3	N/A	634,1	579,4	54,7	9,4%
Depreciação	(33,0)	(32,0)	(1,0)	3,1%	(167,9)	(134,6)	(33,3)	24,7%
Resultado Financeiro	(31,3)	(40,6)	9,3	(22,9%)	(146,3)	(139,1)	(7,2)	5,2%
IR/CS	2,7	11,4	(8,7)	(76,3%)	(51,1)	(55,6)	4,5	(8,1%)
LUCRO LÍQUIDO	64,0	(69,8)	133,8	(191,7%)	268,8	250,1	18,7	7,5%

O segmento Renováveis encerrou o período de 4T19 com Margem Bruta de R\$ 180,2 milhões (+35,3% vs. 4T18), impactada positivamente pelas hidros (+R\$ 33 milhões) devido à entrada em operação da usina de Baixo Iguaçu e da totalidade de Belo Monte. No ano, a Margem de R\$ 782,2 milhões (+0,8% vs. 2018) também reflete a entrada em operação da usina de Baixo Iguaçu, que compensou o impacto negativo de R\$ 77 milhões das eólicas, reflexo da menor eolicidade em 2019 e do fato de que, em 2018, as eólicas aproveitaram a permissão dada pela ANEEL de descontratar energia e vender no mercado livre a preços superiores aos dos contratos regulados provenientes dos leilões.

As despesas operacionais no 4T19 foram de R\$ 62,3 milhões (-46,3% vs. 4T18); no ano, somaram R\$ 216,9 milhões (-13,9% vs. 2018). Tanto para o trimestre quanto para o acumulado no ano, as variações são explicadas por capturas de eficiências.

Cabe acrescentar que no trimestre houve impacto positivo de R\$ 5,8 milhões na equivalência patrimonial, (+R\$ 30,6 milhões vs. 4T18). No ano, a variação foi de R\$ 11,5 milhões (+20,4% vs. 2018), impactada principalmente por um melhor resultado em Teles Pires, que amenizou as perdas em Belo Monte oriundas da liquidação de sua energia livre a um PLD baixo na região Norte.

O EBITDA do segmento Renováveis encerrou o 4T19 em R\$ 125,7 milhões. No ano, o crescimento do EBITDA foi de 9,4% em relação a 2018. O Lucro do 4T19 foi R\$ 64,0 milhões (+191,7% vs. 4T19) e no ano foi de R\$ 268,8 milhões (+7,5% vs. 2018).

2.4. Liberalizado

DRE LIBERALIZADO (R\$ MM)	4T19	4T18	Variação		2019	2018	Variação	
			R\$	%			R\$	%
Receita Líquida	726,0	951,5	(225,5)	(23,7%)	2.680,0	3.537,4	(857,4)	(24,2%)
Custos Com Energia	(593,7)	(768,9)	175,2	(22,8%)	(2.272,0)	(2.960,0)	688,0	(23,2%)
Margem Bruta	132,3	182,6	(50,3)	(27,5%)	408,0	577,4	(169,4)	(29,3%)
Despesa Operacional (PMSO)	(57,8)	(44,5)	(13,3)	29,9%	(139,5)	(177,4)	37,9	(21,4%)
PECLD	(0,9)	(0,1)	(0,8)	800,0%	(0,7)	1,2	(1,9)	(158,3%)
EBITDA	73,6	138,0	(64,4)	(46,7%)	267,8	401,2	(133,4)	(33,3%)
Depreciação	(14,9)	(19,3)	4,4	(22,8%)	(76,6)	(77,2)	0,6	(0,8%)
Resultado Financeiro	(25,0)	(23,5)	(1,5)	6,4%	(104,0)	(147,7)	43,7	(29,6%)
IR CS	(1,7)	(25,7)	24,0	(93,4%)	1,4	(56,4)	57,8	(102,5%)
LUCRO LÍQUIDO	32,0	69,5	(37,5)	(54,0%)	88,6	119,9	(31,3)	(26,1%)

O segmento Liberalizado consolidou Margem Bruta de R\$ 132,3 milhões no 4T19 (-27,5% vs. 4T18), impactada pelas atividades da comercializadora do Grupo no 4T18, quando teve a oportunidade de comercializar energia das eólicas no mercado livre. A Termopernambuco apresentou aumento na Margem de R\$ 40,0 milhões (+42,1%), principalmente por menor número de paradas no 4T19.

No ano, a Margem Bruta do segmento registrou R\$ 408,0 milhões (-29,3% vs. 2018), também impactada pelos ganhos advindos das atividades da comercializadora do Grupo, que teve a oportunidade de comercializar energia descontratada das Eólicas e Teles Pires no mercado livre em 2018. A Termopernambuco apresentou variação de +R\$ 20,5 milhões vs. 2018.

As despesas operacionais do segmento no 4T19 foram de R\$ 57,8 milhões (+29,9% vs. 4T18) em virtude do reduzido OPEX apresentado pela Termopernambuco no 4T18, ocasionado pelo maior número de dias que a usina ficou parada. No ano, as despesas somaram R\$ 139,5 milhões, redução de R\$ 37,9 milhões (-21,4% vs. 2018), reflexo de captura de eficiências.

O EBITDA de Liberalizado alcançou, no 4T19, R\$ 73,6 milhões, montante 46,7% menor que o apurado no mesmo período de 2018. No ano, o EBITDA de R\$ 267,8 milhões (-33,3% vs. 2018). Ambas as variações se devem ao fato de, em 2018, a comercializadora ter tido a oportunidade de vender no mercado livre energia das eólicas e de Teles Pires.

O segmento registrou Lucro Líquido de R\$ 32,0 milhões no 4T19, redução de R\$ 37,5 milhões quando comparado ao mesmo período de 2019. No ano, o lucro apurado foi de R\$ 88,6 milhões, 26,1% abaixo do 2018.

3. EBITDA (LAJIDA)

Para o quarto trimestre de 2019, o EBITDA da Companhia é composto 92,2% pelo segmento de Redes (R\$1.395,6 milhões), 8,3% pelo segmento Renováveis (R\$ 125,7 milhões) e 4,9% pelo segmento de Liberalizado (R\$ 73,6 milhões).

No 4T19 a Neoenergia consolidou EBITDA de R\$ 1.513,4 milhões (+43,0% vs. 2018), conforme detalhado no item anterior. Em 2019, o EBITDA foi de R\$ 5.719,4 milhões (+25,6% vs. 2018).

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)	4T19	4T18	4T19 x 4T18		2019	2018	2019 x 2018	
			R\$	%			R\$	%
Lucro líquido do período (A)	618,4	353,2	265,2	75,1%	2.229,1	1.536,3	692,8	45,1%
Lucro Atribuído aos minoritários	(24,3)	(11,6)	(12,7)	109,5%	(80,2)	(57,6)	(22,6)	39,2%
Despesas financeiras (B)	(1.565,3)	(2.106,7)	541,4	(25,7%)	(5.393,1)	(7.292,7)	1.899,6	(26,0%)
Receitas financeiras (C)	1.197,3	1.782,7	(585,4)	(32,8%)	4.052,3	6.123,7	(2.071,4)	(33,8%)
Imposto de renda e contribuição social (D)	(143,2)	(48,6)	(94,6)	194,7%	(623,1)	(507,0)	(116,1)	22,9%
Depreciação e Amortização (E)	(359,6)	(320,8)	(38,8)	12,1%	(1.446,2)	(1.282,2)	(164,0)	12,8%
EBITDA = (A)-(B+C+D+E)	1.513,4	1.058,3	455,1	43,0%	5.719,4	4.552,1	1.167,3	25,6%

4. RESULTADO FINANCEIRO

RESULTADO FINANCEIRO LÍQUIDO (R\$ MM)	4T19	4T18	Variação		2019	2018	Variação	
			R\$	%			R\$	%
Renda de aplicações financeiras	51,0	82,4	(31,4)	(38,1%)	198,5	310,5	(112,0)	(36,1%)
Juros, comissões e acréscimo moratório	42,6	54,3	(11,6)	(21,5%)	187,7	202,4	(14,6)	(7,3%)
Encargos de dívida, variações monetárias e cambiais	(109,3)	(116,6)	7,4	(6,3%)	(1.578,9)	(2.404,1)	825,2	(34,3%)
Variações monetárias e cambial - Outras	(0,2)	(1,9)	1,7	(89,5%)	(27,8)	(26,5)	(1,3)	4,9%
Instrumentos financeiros derivativos	(192,4)	(225,8)	33,5	(14,8%)	256,8	1.047,0	(790,2)	(75,5%)
Atualização provisão para contingências / depósitos judiciais	(54,3)	(46,0)	(8,3)	18,0%	(134,7)	(101,4)	(33,3)	32,8%
Atualização do ativo / passivo financeiro setorial	10,5	21,5	(11,0)	(51,2%)	48,3	62,5	(14,2)	(22,7%)
Obrigações pós emprego	(21,0)	(23,7)	2,7	(11,4%)	(84,4)	(94,4)	10,0	(10,6%)
Outras receitas (despesas) financeiras líquidas	(94,9)	(68,1)	(26,8)	39,4%	(206,4)	(164,9)	(41,5)	25,2%
Total	(367,9)	(324,0)	(43,9)	13,5%	(1.340,8)	(1.169,0)	(171,8)	14,7%

De forma consolidada, o resultado financeiro da Companhia atingiu despesa no total de R\$ 367,9 milhões (+13,5% vs. 4T18). No ano, o resultado financeiro foi de R\$ 1.340,8 (+14,7% vs. 2018), impulsionado principalmente pelo aumento do saldo médio da dívida consolidada (+3,3% vs. 3T18 e + 7,1% vs. 2018). Em contrapartida, as linhas de Encargos de dívida, variações monetárias e cambiais e instrumentos financeiros derivativos apresentaram melhora de R\$ 40,8 milhões no 4T19 e de R\$ 35,0 milhões no ano, explicada principalmente pelas captações a taxas mais competitivas, ações de gestão de passivos e pela queda do CDI e da TJLP nos períodos analisados.

A linha de Receita de Aplicações Financeiras apresentou queda tanto no 4T19 (-38,1% vs. 4T18) quanto no ano (-36,1% vs. 2018), principalmente em função da redução no volume médio das disponibilidades – impulsionado pela distribuição de lucros da holding a seus acionistas, pelos investimentos (CAPEX) e pelas amortizações de dívida realizadas – e pela queda do CDI (-0,30 p.p. vs. 4T18 e -0,46 p.p. vs. 2018), impactando negativamente a renda de aplicação financeira da Companhia.

Na tabela abaixo apresentamos os principais indexadores:

Índices	2019	2018	Δ	%
CDI	5,96%	6,42%	-0,46%	-7,17%
TJLP	6,20%	6,72%	-0,52%	-7,74%
USD	4,0307	3,8748	0,16	4,02%
IPCA	4,31%	3,75%	0,56%	14,93%

5. INVESTIMENTOS

O Grupo Neoenergia encerrou o 4T19 com investimento total de R\$ 1.426,0 milhões, montante que compreende todos os investimentos realizados pelas companhias as quais o Grupo Neoenergia consolida. No ano, o CAPEX realizado foi de R\$ 4.389,8 milhões. Estão abaixo discriminados os investimentos consolidados gerenciais separados por segmento:

CAPEX Neoenergia (R\$ milhões)	4T19	4T18	Δ %	2019	2018	Δ %
Redes	(1.155,8)	(1.358,0)	(14,9%)	(3.923,0)	(3.348,1)	17,2%
Renováveis	(221,2)	(80,1)	176,2%	(321,0)	(391,2)	(17,9%)
Liberalizado	(46,3)	(5,8)	698,3%	(142,1)	(52,0)	173,3%
Holding	(2,7)	(1,1)	145,5%	(3,6)	(1,5)	140,0%
TOTAL	(1.426,0)	(1.445,0)	(1,3%)	(4.389,8)	(3.792,8)	15,7%

5.1. Controladas e Coligadas

Os investimentos realizados pelas companhias de controle conjunto ou coligadas corresponderam ao montante de R\$ 90,1 milhões no 4T19 e de R\$ 183,0 milhões em 2019.

Controladas e Coligadas*	4T19	4T18	Δ %	2019	2018	Δ %
Dardanelos	(1,5)	(0,2)	650,0%	(1,8)	(0,7)	157,1%
Teles Pires	(24,7)	(1,2)	N/A	(48,0)	(3,2)	N/A
Belo Monte	(63,9)	(65,1)	(1,8%)	(133,2)	(280,6)	(52,5%)
Total	(90,1)	(66,5)	34,3%	(183,0)	(284,5)	(35,8%)

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

5.2. Redes

5.2.1. Distribuição

No 4T19, as distribuidoras do Grupo realizaram CAPEX no montante de R\$ 983,4 milhões. No ano, o CAPEX foi de R\$ 3.326,9 milhões, dos quais R\$ 1.672,7 milhões foram destinados à Expansão de Redes (líquido de subvenção), R\$ 550,7 milhões foram alocados em Renovação de Ativos, R\$ 436,1 milhões foram feitos para Melhoria de Redes e, por fim, R\$ 667,4 milhões foram destinados a projetos de combate a perdas, inadimplência e outros.

INVESTIMENTOS REALIZADOS Natureza Investimento (Preço corrente - valores em R\$ MM)	COELBA		CELPE		COSERN		ELEKTRO		CONSOLIDADO	
	4º TRI	YTD	4º TRI	YTD	4º TRI	YTD	4º TRI	YTD	4º TRI	YTD
Expansão de Rede	(370,8)	(1.321,6)	(71,0)	(349,2)	(53,2)	(187,8)	(131,7)	(329,8)	(626,7)	(2.188,4)
Programa Luz para Todos	(183,4)	(568,1)	-	-	-	-	(0,0)	(0,3)	(183,4)	(568,4)
Novas Ligações	(109,8)	(462,5)	(50,6)	(263,9)	(26,4)	(102,0)	(34,6)	(124,6)	(221,4)	(952,9)
Novas SE's e RD's	(77,6)	(291,0)	(20,4)	(85,5)	(26,8)	(85,8)	(97,1)	(204,9)	(221,9)	(667,2)
Compromisso ECV	-	-	-	0,1	-	-	-	-	-	0,1
Renovação de Ativos	(61,8)	(250,7)	(32,9)	(104,7)	(11,8)	(54,1)	(35,8)	(141,2)	(142,3)	(550,7)
Melhoria da Rede	(68,6)	(237,1)	(12,3)	(77,2)	(8,2)	(39,1)	(28,5)	(82,7)	(117,7)	(436,1)
Perdas e Inadimplência	(20,6)	(70,9)	(14,2)	(80,9)	(4,8)	(13,0)	(8,3)	(13,7)	(47,9)	(178,5)
Outros	(162,4)	(234,9)	(96,2)	(111,6)	(25,0)	(35,0)	(85,0)	(107,4)	(368,6)	(488,9)
Movimentação Material (Estoque x Obra)	19,5	(103,5)	1,2	(45,6)	15,0	(11,5)	23,8	(7,7)	59,4	(168,2)
(=) Investimento Bruto	(664,6)	(2.218,7)	(225,5)	(769,2)	(88,1)	(340,5)	(265,5)	(682,5)	(1.243,7)	(4.010,9)
SUBVENÇÕES	304,7	473,6	4,3	13,0	0,5	3,4	10,3	25,7	319,8	515,7
(=) Investimento Líquido	(360,0)	(1.745,1)	(221,1)	(756,2)	(87,6)	(337,1)	(255,2)	(656,8)	(924,0)	(3.495,2)
Movimentação Material (Estoque x Obra)	(19,5)	103,5	(1,2)	45,6	(15,0)	11,5	(23,8)	7,7	(59,4)	168,2
(=) CAPEX	(379,5)	(1.641,6)	(222,3)	(710,6)	(102,6)	(325,6)	(279,0)	(649,1)	(983,4)	(3.326,9)

5.2.2. Transmissão

No 4T19, o CAPEX total investido nas transmissoras foi de R\$ 172,4 milhões, totalizando R\$ 596,1 milhões no acumulado do ano.

5.3. Renováveis

5.3.1. Parques Eólicos

O CAPEX total realizado nos parques eólicos do Grupo somou R\$ 141,3 milhões em 2019. Desse montante, R\$ 54,2 milhões foram investidos nos parques eólicos em operação.

Os parques eólicos do Complexo Chafariz já estão com 98% do CAPEX estimado contratado, com hedge de moeda e os contratos de conexão com a empresa de transmissão já foi celebrado. As obras foram iniciadas antes do previsto e o CAPEX realizado em 2019 foi de R\$ 87,1 milhões.

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

Em 2019, os investimentos em plantas hidrelétricas, no montante de R\$ 179,7 milhões, foram majoritariamente voltados para a execução e conclusão das obras de Baixo Iguaçu.

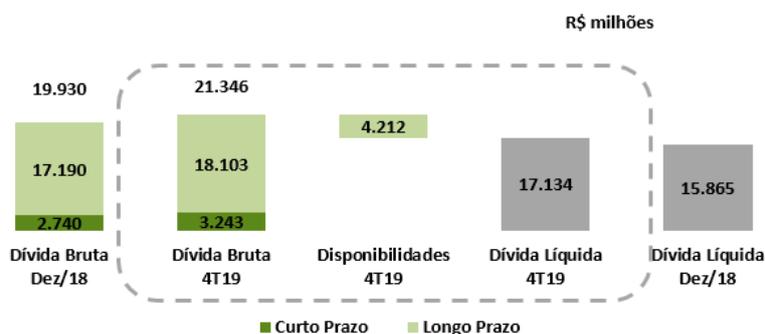
5.4. Liberalizado

A Termopernambuco realizou investimentos no montante de R\$ 39,7 milhões no 4T19, R\$ 34,2 milhões acima do 4T18. No ano, a companhia apresentou R\$ 135,4 milhões de investimento, R\$ 84,0 milhões acima de 2018, em virtude da postergação da compra do rotor de baixa pressão da turbina a vapor de 2018 para 2019.

6. ENDIVIDAMENTO

6.1. Posição de Dívida e Alavancagem Financeira

Em dezembro de 2019, a dívida bruta consolidada da Neoenergia, incluindo empréstimos, financiamentos, debêntures e instrumentos financeiros, foi de R\$ 21.345.780 mil (dívida líquida R\$ 17.134.123 mil), apresentando um aumento de 7% em relação a dezembro de 2018. O valor do endividamento total em dezembro de 2019 contava com 85% da dívida contabilizada no longo prazo e 15% no curto prazo.



O indicador financeiro Dívida total líquida/EBITDA passou de 3,49 em 31 de dezembro de 2018 para 3,0 em 31 de dezembro de 2019.



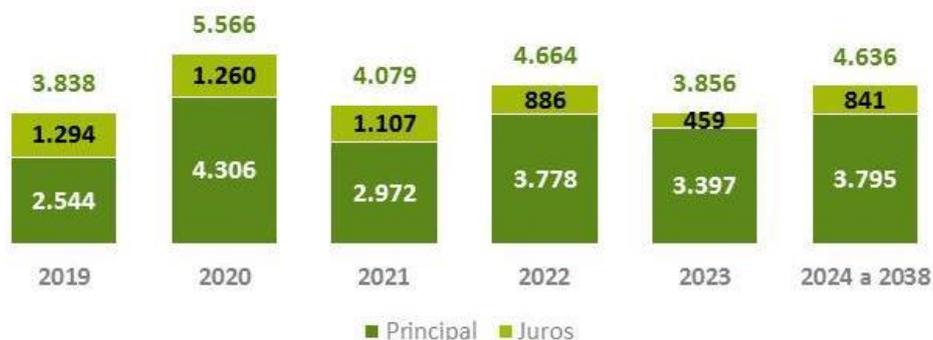
Vale destacar que o Grupo negociou acesso a aproximadamente R\$ 6 bilhões em linhas de crédito disponíveis.

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 2019. Sendo assim, as informações apresentadas abaixo diferem das do cronograma de vencimentos apresentado nas demonstrações financeiras de 31 de dezembro de 2019, que considera os índices e moedas realizados no encerramento do período e não as projeções de mercado.

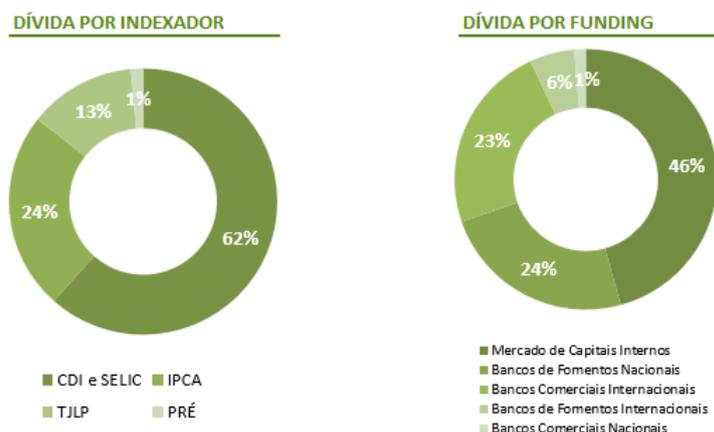


Em 31 de dezembro de 2018, o cronograma de amortização da dívida da Companhia se encontrava menos alongado, como ilustrado no gráfico abaixo:



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 2019 foi de 108,8% do CDI.



7. RATING

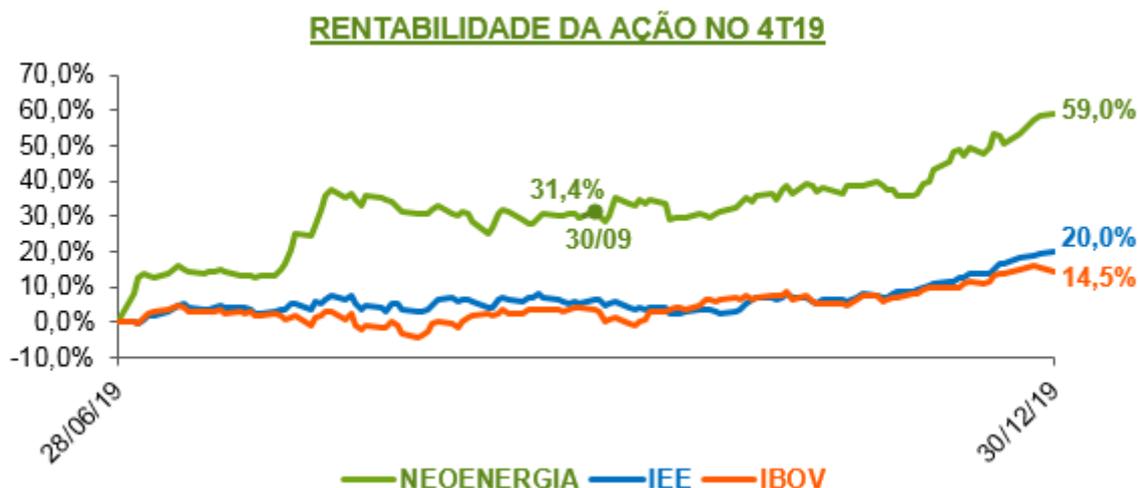
Em 24 de janeiro de 2019, a *Standard & Poor's* – S&P reafirmou os ratings de crédito corporativo de Neoenergia e suas subsidiárias, Coelba, Celpe, Cosern e Elektro Redes 'brAAA' na Escala Nacional Brasil, com perspectiva estável. Na mesma data, a S&P reafirmou os ratings de emissões 'brAAA' da Coelba, Celpe, Cosern e Elektro Redes, e 'brAA+' da Neoenergia, Calango 6, NC Energia e Termopernambuco.

Para Celpe, em 29 de março de 2019, a S&P Global Ratings atribuiu o rating de emissão 'brAAA' na Escala Nacional Brasil à 10ª emissão de debêntures da Companhia Energética de Pernambuco - Celpe (Celpe: BB-/Estável/--; brAAA/Estável/--).

Em 10 de dezembro de 2019, a Standard & Poor's – S&P reafirmou os ratings de crédito corporativo da Neoenergia e suas subsidiárias, Coelba, Celpe, Cosern e Elektro Redes em 'BB-' na Escala Global e 'brAAA' na Escala Nacional Brasil, alterando a perspectiva de estável para positiva, refletindo o rating soberano do Brasil, que limitam os da Neoenergia. Nesta mesma data, a S&P reafirmou os ratings de emissão 'brAAA' da Coelba, Celpe, Cosern e Elektro Redes, e 'brAA+' da Neoenergia, Calango 6, NC Energia e Termopernambuco.

8. MERCADO DE CAPITAIS

Em 30 de dezembro, o valor de mercado da Companhia era de R\$ 30,2 bilhões com as ações (NEOE3) cotadas a R\$ 24,88, representando valorização de 59,0% desde o IPO em 01 de julho de 2019, desempenho este superior ao Ibovespa (+14,5%) e ao IEE (+20,0%) no mesmo período.



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

Mercado de capitais	4T19	3T19
Quantidade de ações (mil)	1.213.797	1.213.797
Valor de mercado ¹ (R\$ milhões)	30.199	24.968
B3		
Volume médio de ações negociadas/dia (R\$ milhões)	2,43	4,47
Volume financeiro médio/dia (R\$ milhões)	47,80	85,47
Última cotação (R\$/ação)	24,88	20,57

¹ Calculado a partir do preço de fechamento da ação em dez/19

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)	2019					2018				
	Consolidado	COELBA	CELPE	COSERN	ELEKTRO	Consolidado	COELBA	CELPE	COSERN	ELEKTRO
Convencional	9.947	4.286	2.475	1.007	2.179	9.724	4.304	2.382	953	2.086
Baixa Renda	2.406	1.100	862	290	155	2.356	968	882	310	196
Total	12.353	5.385	3.337	1.297	2.334	12.080	5.271	3.264	1.263	2.282

9.2. 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 website da Companhia (<http://ri.neoenergia.com/governanca/codigos-e-politicas/>).

No ano de 2019, a Companhia deliberou os seguintes proventos:

- (i) Juros sobre Capital Próprio nos montantes de:
 - R\$ 338.000 mil, pagos em 07 de agosto, deliberados na Reunião do Conselho de Administração realizada em 26 de junho;
 - R\$ 217.695 mil, com previsão de pagamento para até 30 de junho de 2020, deliberados na Reunião do Conselho de Administração realizada em 12 de dezembro.

A Companhia informa que a destinação completa dos resultados de 2019 será aprovada na Assembleia Geral Ordinária a ser realizada em 2020.

10. NOTA DE CONCILIAÇÃO

A Neoenergia s.a., apresenta os resultados do quarto trimestre (4T19) 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 2019
Publicado em 17 de fevereiro de 2020



Memória de Cálculo (CONSOLIDADO)	Ano atual		Ano anterior		Correspondência nas Notas Explicativas
	Trimestre	Acumulado	Trimestre	Acumulado	
(+) Receita líquida	7.453,8	28.461,3	6.779,0	25.953,7	Demonstrações de resultado
(-) Outras receitas	(223,7)	(849,2)	(115,2)	(714,6)	Nota 23
(+) Outras receitas - Outras receitas	(13,9)	11,1	(20,3)	2,4	Nota 23.5
= RECEITA Operacional Líquida	7.216,2	27.623,1	6.643,6	25.241,4	
(+) Custos com energia elétrica	(3.639,5)	(14.518,7)	(3.283,9)	(13.933,3)	Demonstrações de resultado
(+) Combustível para produção de energia	(140,2)	(442,2)	(38,7)	(366,2)	Nota 25
(+) Custos de construção	(1.082,1)	(4.054,2)	(1.367,5)	(3.513,6)	Demonstrações de resultado
= Custo com Energia	(4.861,8)	(19.015,2)	(4.690,1)	(17.813,1)	
(+) Valor de reposição estimado da concessão	155,7	555,6	33,8	428,6	Nota 23.5
= MARGEM BRUTA	2.510,0	9.163,6	1.987,2	7.857,0	
(+) Custos de operação	(982,0)	(3.514,3)	(751,7)	(3.430,8)	Demonstrações de resultado
(+) Despesas com vendas	(65,7)	(270,2)	(70,6)	(306,0)	Demonstrações de resultado
(+) Outras receitas/despesas gerais e administrativas	(385,9)	(1.396,3)	(431,2)	(1.104,9)	Demonstrações de resultado
(-) Combustível para produção de energia	140,2	442,2	38,7	366,2	Nota 25
(-) Depreciação	317,0	1.275,8	278,5	1.105,2	Nota 25
(+) Outras receitas	223,7	849,2	115,2	714,6	Nota 23
(-) Outras receitas - Outras receitas	13,9	(11,1)	20,3	(2,4)	Nota 23.5
(-) Valor de reposição estimado da concessão	(155,7)	(555,6)	(33,8)	(428,6)	Nota 23.5
= Despesa Operacional (PMSO)	(894,5)	(3.180,2)	(834,6)	(3.086,8)	
(+) PECLD	(108,0)	(331,7)	(69,5)	(274,4)	Demonstrações de resultado
(+) Equivalência Patrimonial	5,8	67,8	(24,8)	56,3	Demonstrações de resultado
EBITDA	1.513,4	5.719,4	1.058,3	4.552,1	
(+) Depreciação e Amortização	(359,6)	(1.446,2)	(320,8)	(1.282,2)	Demonstrações de resultado e Nota 25
(+) Resultado Financeiro	(367,9)	(1.340,8)	(324,0)	(1.169,0)	Demonstrações de resultado
(+) IR/CS	(143,2)	(623,1)	(48,6)	(507,0)	Demonstrações de resultado
(+) Minoritário	(24,3)	(80,2)	(11,6)	(57,6)	Demonstrações de resultado
LUCRO LÍQUIDO	618,4	2.229,1	353,2	1.536,3	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 31/12/2019):

Em implantação	Estado	Participação Neoenergia	Entrada Operação (Prazo ANEEL)	Final da Concessão
Neoenergia Dourados Transmissão de Energia S.A. (Extensão Total 578 Km)				
Linhas de Transmissão				
LT 230 KV Rio Brilhante – Campo Grande 2 LT 230 KV Campo Grande 2 – Imbirussu LT 230 KV Rio Brilhante Dourados 2 LT 230 KV Dourados 2 - Dourados LT 230 KV Nova Porto Primavera – Rio Brilhante LT 230 KV Nova Porto Primavera – Ivinhema 2	MS MS / SP	100%	11/08/2022	11/08/2047
Subestações Rede Básica				
SE Dourados 02	MS	100%	11/08/2022	11/08/2047
Neoenergia Biguaçu Transmissão de Energia S.A.				
Subestações Rede Básica				
SE Biguaçu (COMPARTILHADA)	SC	100%	11/02/2021	11/08/2047
Neoenergia Jalapão Transmissão de Energia S.A. (Extensão Total 729 Km)				
Linhas de Transmissão				
LT 500 KV Miracema – Gilbués II LT 500 KV Gilbués II – Barreiras II	TO / PI PI / BA	100%	09/03/2023	09/03/2048
Neoenergia Santa Luzia Transmissão de Energia S.A. (Extensão Total 345 Km)				
Linhas de Transmissão				
LT 500 KV Santa Luzia II – Campina Grande III LT 500 KV Santa Luzia II – Milagres II	PB PB / CE	100%	09/03/2023	09/03/2048
Subestações Rede Básica				
SE Santa Luzia II	PB	100%	09/03/2023	09/03/2048
Neoenergia Vale do Itajaí Transmissão de Energia S.A. (Extensão Total 673 Km) (*)				
Linhas de Transmissão				
LT 525 kV Areia - Joinville Sul - C1 LT 525 kV Joinville Sul - Itajaí 2 - C1 LT 525 kV Itajaí 2 - Biguaçu - C1 LT 230 kV Itajaí - Itajaí 2 - CS - C1 e C2 LT 230 kV Rio do Sul - Indaial - CD - C1 e C2 LT 230 kV Indaial - Gaspar 2 - CD - C1 e C2	PR / SC SC	100%	22/03/2024	22/03/2049
Subestações Rede Básica				
SE 525/230/138 kV Joinville Sul SE 525/230/138 kV Itajaí 2 SE 230/138 kV Jaraguá do Sul SE 230/138 kV Indaial	SC	100%	22/03/2024	22/03/2049
Neoenergia Guanabara Transmissão de Energia S.A. (Extensão Total 328 Km em Circuito Duplo)				
Linhas de Transmissão				
LT 500 kV Terminal Rio - Lagos, CD, C1 e C2 LT 500 kV Lagos - Campos 2, CD, C1 e C2	RJ	100%	22/03/2024	22/03/2049
Subestações Rede Básica				
SE 500 kV Campos 2	RJ	100%	22/03/2024	22/03/2049
Neoenergia Itabapoana Transmissão de Energia S.A. (Extensão Total 239 Km em Circuito Duplo)				
Linhas de Transmissão				
LT 500 kV Campos 2 - Mutum, CD, C1 e C2	RJ/ES /MG	100%	22/03/2024	22/03/2049
Neoenergia Lagoa dos Patos Transmissão de Energia S.A. (Extensão Total 769 Km)				
Linhas de Transmissão				
LT 525 kV Capivari do Sul. Siderópolis 2, C1 LT 525 kV Povo Novo - Guaíba 3, C3 LT 230 kV Livramento 3 - Santa Maria 3, C2 LT 230 kV Siderópolis 2 - Forquilha, C2	RS / SC RS SC	100%	22/03/2024	22/03/2049
Subestações Rede Básica				
SE 525 kV Marmeleiro - Compensação Síncrona (COMPARTILHADA) SE 230 kV Livramento 3 - Compensação Síncrona (COMPARTILHADA)	RS	100%	22/03/2024	22/03/2049

ANEXO II – Ativos Eólicos em Construção

No quadro a seguir estão listados os parques eólicos em construção do Grupo Neoenergia (data base 31/12/2019):

Eólicas em construção	Participação Neoenergia (Direta e Indireta)	Estado	Localidade	Capacidade Instalada (MW)	Energia Assegurada (MW)	Data da Concessão	
						Autorização	Vencimento
CANOAS 2	100%	PB	São José do Sabugi e Santa Luzia	34,65	16,3	26/06/2018	18/06/2053
CANOAS 4	100%	PB	São José do Sabugi	34,65	16,5	26/06/2018	18/06/2053
CHAFARIZ 1	100%	PB	Santa Luzia	34,65	18,2	21/06/2018	18/06/2053
CHAFARIZ 2	100%	PB	Santa Luzia	34,65	17,4	21/06/2018	18/06/2053
CHAFARIZ 3	100%	PB	Santa Luzia	34,65	18,2	21/06/2018	18/06/2053
CHAFARIZ 6	100%	PB	Santa Luzia	31,19	15,2	21/06/2018	18/06/2053
CHAFARIZ 7	100%	PB	Santa Luzia	34,65	18,3	21/06/2018	18/06/2053
LAGOA 3	100%	PB	São José do Sabugi	34,65	17,2	26/06/2018	18/06/2053
LAGOA 4	100%	PB	São José do Sabugi e Santa Luzia	20,79	10,2	26/06/2018	18/06/2053
CANOAS 3	100%	PB	São José do Sabugi e Santa Luzia	34,65	16,8	05/02/2019	04/02/1954
CHAFARIZ 4	100%	PB	Santa Luzia e Areia de Baraúnas	34,65	17,8	05/02/2019	04/02/1954
CHAFARIZ 5	100%	PB	Santa Luzia	34,65	16,6	05/02/2019	04/02/1954
VENTOS DE ARAPUÁ 1	100%	PB	Areia de Baraúnas	24,26	11,6	05/02/2019	04/02/1954
VENTOS DE ARAPUÁ 2	100%	PB	Areia de Baraúnas, São Mamede e Santa Luzia	34,65	17,2	05/02/2019	04/02/1954
VENTOS DE ARAPUÁ 3	100%	PB	Areia de Baraúnas e São Mamede	13,86	5,8	05/02/2019	04/02/1954
OITIS 1	100%	PI	Dom Inocêncio	37,10	19,8	ND	ND
OITIS 8	100%	PI	Dom Inocêncio	37,10	19,4	ND	ND
OITIS ACL (10 parques)	100%	PI/BA	Dom Inocêncio e Casa Nova	492,30		ND	ND

ANEXO III – Quadros por Segmentos

DRE (R\$ MM)	CONSOLIDADO							
	4T19	4T18	Variação		2019	2018	Variação	
			R\$	%			R\$	%
MARGEM BRUTA	2.510,0	1.987,2	522,8	26,3%	9.163,6	7.857,0	1.306,6	16,6%
(-) Despesas Operacionais (PMSO)	(894,5)	(834,6)	(59,9)	7,2%	(3.180,2)	(3.086,8)	(93,4)	3,0%
(-) PECLD	(108,0)	(69,5)	(38,5)	55,4%	(331,7)	(274,4)	(57,3)	20,9%
(+) Equivalência Patrimonial/Venda de Ativos	5,8	(24,8)	30,6	-123,4%	67,8	56,3	11,5	20,4%
EBITDA	1.513,4	1.058,3	455,1	43,0%	5.719,4	4.552,1	1.167,3	25,6%
Depreciação	(359,6)	(320,8)	(38,8)	12,1%	(1.446,2)	(1.282,2)	(164,0)	12,8%
Resultado Financeiro	(367,9)	(324,0)	(43,9)	13,5%	(1.340,8)	(1.169,0)	(171,8)	14,7%
IR/CS	(143,2)	(48,6)	(94,6)	194,7%	(623,1)	(507,0)	(116,1)	22,9%
Eliminações (Part. Minoritária)	(24,3)	(11,6)	(12,7)	109,5%	(80,2)	(57,6)	(22,6)	39,2%
LUCRO LÍQUIDO	618,4	353,2	265,2	75,1%	2.229,1	1.536,3	692,8	45,1%

DRE (R\$ MM)	REDES								RENOVÁVEIS							
	4T19	4T18	Variação		2019	2018	Variação		4T19	4T18	Variação		2019	2018	Variação	
			R\$	%			R\$	%			R\$	%			R\$	%
MARGEM BRUTA	2.206,8	1.678,2	528,6	31,5%	7.998,2	6.529,8	1.468,4	22,5%	180,2	133,2	47,0	35,3%	782,2	776,0	6,2	0,8%
(-) Despesas Operacionais (PMSO)	(702,1)	(645,6)	(56,5)	8,8%	(2.624,5)	(2.534,2)	(90,3)	3,6%	(62,3)	(116,0)	53,7	-46,3%	(216,9)	(251,8)	34,9	-13,9%
(-) PECLD	(109,1)	(61,0)	(48,1)	78,9%	(348,4)	(265,4)	(83,0)	31,3%	2,0	(1,0)	3,0	-300,0%	0,9	(1,1)	2,0	-181,8%
(+) Equivalência Patrimonial/Venda de Ativos	-	-	-	-	-	-	-	-	5,8	(24,8)	30,6	-123,4%	67,8	56,3	11,5	20,4%
EBITDA	1.395,6	971,6	424,0	43,6%	5.025,3	3.730,2	1.295,1	34,7%	125,7	(8,6)	134,3	-1561,6%	634,1	579,4	54,7	9,4%
Depreciação	(276,0)	(234,5)	(41,5)	17,7%	(1.062,7)	(925,0)	(137,7)	14,9%	(33,0)	(32,0)	(1,0)	3,1%	(167,9)	(134,6)	(33,3)	24,7%
Resultado Financeiro	(286,8)	(247,4)	(39,4)	15,9%	(1.149,5)	(908,6)	(240,9)	26,5%	(31,3)	(40,6)	9,3	-22,9%	(146,3)	(139,1)	(7,2)	5,2%
IR/CS	(146,7)	(61,7)	(85,0)	137,8%	(573,4)	(417,6)	(155,8)	37,3%	2,7	11,4	(8,7)	-76,3%	(51,1)	(55,6)	4,5	-8,1%
Eliminações (Part. Minoritária)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
LUCRO LÍQUIDO	686,2	428,0	258,2	60,3%	2.239,7	1.479,1	760,6	51,4%	64,0	(69,8)	133,8	-191,7%	268,8	250,1	18,7	7,5%

DRE (R\$ MM)	LIBERALIZADO								OUTROS							
	4T19	4T18	Variação		2019	2018	Variação		4T19	4T18	Variação		2019	2018	Variação	
			R\$	%			R\$	%			R\$	%			R\$	%
MARGEM BRUTA	132,3	182,6	(50,3)	-27,5%	408,0	577,4	(169,4)	-29,3%	(9,3)	(6,9)	(2,4)	34,8%	(24,8)	(26,2)	1,4	-5,3%
(-) Despesas Operacionais (PMSO)	(57,8)	(44,5)	(13,3)	29,9%	(139,5)	(177,4)	37,9	-21,4%	(72,3)	(28,4)	(43,9)	154,6%	(199,4)	(123,4)	(76,0)	61,6%
(-) PECLD	(0,9)	(0,1)	(0,8)	800,0%	(0,7)	1,2	(1,9)	-158,3%	0,0	(7,4)	7,4	-100,0%	16,4	(9,2)	25,6	-278,3%
(+) Equivalência Patrimonial/Venda de Ativos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EBITDA	73,6	138,0	(64,4)	-46,7%	267,8	401,2	(133,4)	-33,3%	(81,6)	(42,7)	(38,9)	91,1%	(207,8)	(158,7)	(49,1)	30,9%
Depreciação	(14,9)	(19,3)	4,4	-22,8%	(76,6)	(77,2)	0,6	-0,8%	(35,7)	(34,9)	(0,8)	2,3%	(139,1)	(145,4)	6,3	-4,3%
Resultado Financeiro	(25,0)	(23,5)	(1,5)	6,4%	(104,0)	(147,7)	43,7	-29,6%	(24,9)	(12,6)	(12,3)	97,6%	59,1	26,4	32,7	123,9%
IR/CS	(1,7)	(25,7)	24,0	-93,4%	1,4	(56,4)	57,8	-102,5%	2,5	27,3	(24,8)	-90,8%	0,0	22,6	(22,6)	-100,0%
Eliminações (Part. Minoritária)	-	-	-	-	-	-	-	-	(24,3)	(11,6)	(12,7)	109,5%	(80,2)	(57,6)	(22,6)	39,2%
LUCRO LÍQUIDO	32,0	69,5	(37,5)	-54,0%	88,6	119,9	(31,3)	-26,1%	(163,9)	(74,5)	(89,4)	120,0%	(368,0)	(312,8)	(55,2)	17,6%

REDES																
	COELBA								CELPE							
DRE (R\$ MM)	4T19	4T18	Variação		2019	2018	Variação		4T19	4T18	Variação		2019	2018	Variação	
			R\$	%			R\$	%			R\$	%			R\$	%
MARGEM BRUTA	891,5	718,8	172,7	24,0%	3.419,6	2.833,5	586,1	20,7%	417,9	379,1	38,8	10,2%	1.599,5	1.438,5	161,0	11,2%
(-) Despesas Operacionais (PMSO)	(315,7)	(288,3)	(27,4)	9,5%	(1.157,1)	(1.179,3)	22,2	-1,9%	(147,7)	(164,7)	17,0	-10,3%	(648,1)	(653,0)	4,9	-0,8%
(-) PECLD	(45,1)	(20,4)	(24,7)	121,1%	(124,8)	(86,1)	(38,7)	44,9%	(37,1)	(24,1)	(13,0)	53,9%	(124,7)	(106,9)	(17,8)	16,7%
(+) Equivalência Patrimonial/Venda de Ativos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EBITDA	530,7	410,2	120,5	29,4%	2.137,6	1.568,1	569,5	36,3%	233,1	190,4	42,7	22,4%	826,7	678,7	148,0	21,8%
Depreciação	(131,0)	(107,1)	(23,9)	22,3%	(492,6)	(421,0)	(71,6)	17,0%	(65,6)	(59,3)	(6,3)	10,6%	(256,9)	(227,8)	(29,1)	12,8%
Resultado Financeiro	(110,5)	(118,9)	8,4	-7,1%	(481,9)	(387,0)	(94,9)	24,5%	(79,8)	(96,2)	16,4	-17,0%	(337,5)	(286,6)	(50,9)	17,8%
IR/CS	(13,7)	(4,8)	(8,9)	185,4%	(153,6)	(121,5)	(32,1)	26,4%	(16,2)	(17,3)	1,1	-6,4%	(50,9)	(52,4)	1,5	-2,9%
Eliminações (Part. Minoritária)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
LUCRO LÍQUIDO	275,5	179,4	96,1	53,6%	1.009,5	638,6	370,9	58,1%	71,4	17,7	53,7	303,4%	181,3	111,9	69,4	62,0%
	COSERN								ELEKTRO							
DRE (R\$ MM)	4T19	4T18	Variação		2019	2018	Variação		4T19	4T18	Variação		2019	2018	Variação	
			R\$	%			R\$	%			R\$	%			R\$	%
MARGEM BRUTA	206,5	173,9	32,6	18,7%	757,7	733,7	24,0	3,3%	487,4	407,7	79,7	19,5%	1.824,4	1.454,9	369,5	25,4%
(-) Despesas Operacionais (PMSO)	(66,2)	(97,3)	31,1	-32,0%	(238,6)	(259,5)	20,9	-8,1%	(174,0)	(121,7)	(52,3)	43,0%	(582,8)	(466,6)	(116,2)	24,9%
(-) PECLD	1,9	(3,1)	5,0	-161,3%	(5,2)	(12,4)	7,2	-58,1%	(28,7)	(13,4)	(15,3)	114,2%	(93,6)	(59,8)	(33,8)	56,5%
(+) Equivalência Patrimonial/Venda de Ativos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EBITDA	142,2	73,5	68,7	93,5%	513,9	461,8	52,1	11,3%	284,7	272,5	12,2	4,5%	1.148,1	928,5	219,6	23,7%
Depreciação	(24,2)	(20,9)	(3,3)	15,8%	(92,9)	(81,9)	(11,0)	13,4%	(55,8)	(50,4)	(5,4)	10,7%	(220,0)	(194,0)	(26,0)	13,4%
Resultado Financeiro	(25,2)	(24,8)	(0,4)	1,6%	(96,2)	(89,2)	(7,0)	7,8%	(68,6)	(8,1)	(60,5)	746,9%	(233,3)	(147,0)	(86,3)	58,7%
IR/CS	(12,8)	4,7	(17,5)	-372,3%	(51,6)	(49,0)	(2,6)	5,3%	(35,3)	(33,4)	(1,9)	5,7%	(199,9)	(173,1)	(26,8)	15,5%
Eliminações (Part. Minoritária)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
LUCRO LÍQUIDO	79,9	32,6	47,3	145,1%	273,1	241,7	31,4	13,0%	125,0	180,6	(55,6)	-30,8%	494,9	414,3	80,6	19,5%



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)