



NEOENERGIA S.A.
RELEASE | Segundo Trimestre 2018

ÍNDICE

1. DESTAQUES	3
2. A NEOENERGIA	4
3. REDES	4
3.1.1. Desempenho Operacional	5
3.2.1. Transmissoras em Implementação	11
4. NEGÓCIOS LIBERALIZADOS	12
4.1. Nossas Usinas Termelétricas	12
4.2. Nossas Comercializadoras	13
NC ENERGIA	13
ELEKTRO COMERCIALIZADORA	13
5. RENOVÁVEIS	13
5.1. Nossas Usinas Hidrelétricas	13
5.1.1. Usinas Hidrelétricas em Implementação	14
5.2. Nossos Parques Eólicos	15
5.2.1. Parques Eólicos em Construção	15
1. INVESTIMENTOS	16
2. DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO CONSOLIDADO	16
3.1. Resultado do Trimestre	17
3.2. Receita Operacional Bruta	17
3.3. Deduções da Receita Bruta	19
3.4. Custos e Despesas Operacionais	19
3.5. EBITDA (LAJIDA)	20
3.6. Resultado Financeiro	21
3. ENDIVIDAMENTO	22
4.1. Perfil da Dívida	22
4. RATING	23
4.1. Standard & Poor's	23
5.2. Fitch	24
5. OUTROS DESTAQUES	24
6.1. Tarifas	24
6.2. Bandeiras Tarifárias	26
6. DISCLAIMER	27

1.DESTAQUES

DESTAQUES (R\$ mil)	6M18	6M17	Varição
Receita Operacional Bruta	17.527.005	11.873.552	47,61%
Receita Operacional Líquida	11.970.647	8.055.322	48,61%
Margem Bruta	3.716.573	2.757.002	34,80%
EBITDA	2.158.837	1.505.945	43,35%
Resultado Financeiro	(567.132)	(656.495)	(13,61%)
Lucro Líquido	700.232	303.864	130,44%
Lucro Atribuído aos Acionistas Controladores	671.190	274.702	144,33%
Lucro Atribuído aos Acionistas Minoritários	29.042	29.162	(0,41%)
Margem Bruta (%)	31,05%	34,23%	(3,18 p.p.)
Margem EBITDA (%)	18,03%	18,70%	(0,66 p.p.)
Margem Líquida (%)	5,85%	3,77%	2,08 p.p.

Indicadores Operacionais	6M18	6M17	Varição (%)
Volume de fornecimento para mercado cativo (GWh)	18.636	16.137	15,49
Consumo de Energia na Área de Concessão	23.801	19.494	22,09
Número de Clientes	13.682.544	10.919.637	25,30

Indicadores Financeiros de Dívida	2T18	dez/17	Varição (p.p.)
Dívida Líquida/EBITDA ¹ (Pro-forma)	3,64	3,69	0,05
EBITDA/Resultado Financeiro ¹ (Pro-forma)	2,94	2,48	(0,46)
Rating Corporativo (S&P)	AAA ²	AA-	

⁽¹⁾ EBITDA proforma e Resultado Financeiro proforma dos últimos 12 meses

⁽²⁾ A partir de 12/07/2018

A Companhia encerrou o primeiro semestre de 2018 com um EBITDA de R\$ 2.159 milhões, um crescimento de 43% em relação ao ano anterior (R\$ 653 milhões). Esse resultado é impactado positivamente pela incorporação da Elektro Holding (R\$ 511 milhões), em agosto de 2017, principalmente Elektro Redes, e pelos resultados positivos das revisões tarifárias e ações de otimização dos custos operacionais, com destaque para o segmento de redes, resultando em R\$ 142 milhões adicionais em relação ao ano anterior.

Como resultado da gestão financeira, a Margem Líquida apresentou evolução positiva no período, passando de 3,77% no primeiro semestre de 2017 para 5,85% no mesmo período de 2018, fato que se evidencia na elevação do rating corporativo pela S&P para brAAA, o que representa a mais alta capacidade geral de uma companhia para honrar suas obrigações financeiras, a partir de 12 de julho de 2018.

No primeiro semestre de 2018, o Grupo Neoenergia contratou por meio de suas subsidiárias o volume de R\$ 1,3 bilhão através de financiamento junto ao BEI (Banco Europeu de Investimentos) e de linha 4131 com Swap para percentual do CDI a uma taxa

média ponderada de 110,88% e realizou emissões de debêntures e NPs no montante global de R\$ 3,1 bilhões.

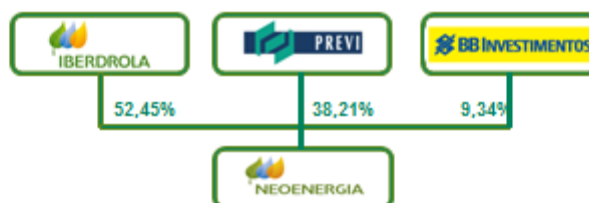
O Grupo Neoenergia ficou em primeiro lugar no ranking Transparência em Relatórios Corporativos 2018, entre as maiores 100 empresas e os 10 maiores bancos do Brasil, feito pela Transparência Internacional. A nota média das empresas foi de 5,7, em uma escala de 0 a 10. A Neoenergia, cumprindo 100% dos requisitos avaliados, recebeu a nota máxima.

Passaram a vigorar, a partir de 22 de abril de 2018, os valores do reposicionamento tarifário da Cosern e Coelba em função da Revisão Tarifária publicada pela ANEEL para as duas empresas em 20 de abril de 2018. O efeito médio percebido pelos consumidores cativos foi um aumento de 15,61% para os clientes da e Cosern e 16,95% para os clientes da Coelba.

2. A NEOENERGIA

A **Neoenergia S.A.** (“Neoenergia”) é uma sociedade por ações de capital aberto com o objetivo de atuar como holding, participando no capital de outras sociedades dedicadas às atividades de distribuição, transmissão, geração e comercialização de energia elétrica.

Em 30 de junho de 2018, a estrutura societária da Neoenergia era a seguinte:



3. REDES

3.1. Nossas Distribuidoras

O Grupo Neoenergia atua no segmento de distribuição por meio das suas controladas Coelba no Estado da Bahia, a Celpe no Estado de Pernambuco e na Paraíba, a Cosern no Estado do Rio Grande do Norte e Elektro nos Estados de São Paulo e Mato Grosso do Sul.

COELBA

A COELBA possui a concessão para a distribuição de energia elétrica no estado da Bahia, com atuação em 415 dos 417 municípios desse estado.

CELPE

A CELPE detém a concessão para distribuição de energia elétrica em todos os 185 municípios do Estado de Pernambuco, incluindo o Distrito de Fernando de Noronha, além do município de Pedras de Fogo na Paraíba.

COSERN

A COSERN detém a concessão para exploração do serviço público de distribuição de energia elétrica em todo o Estado do Rio Grande do Norte, em seus 167 municípios.

ELEKTRO

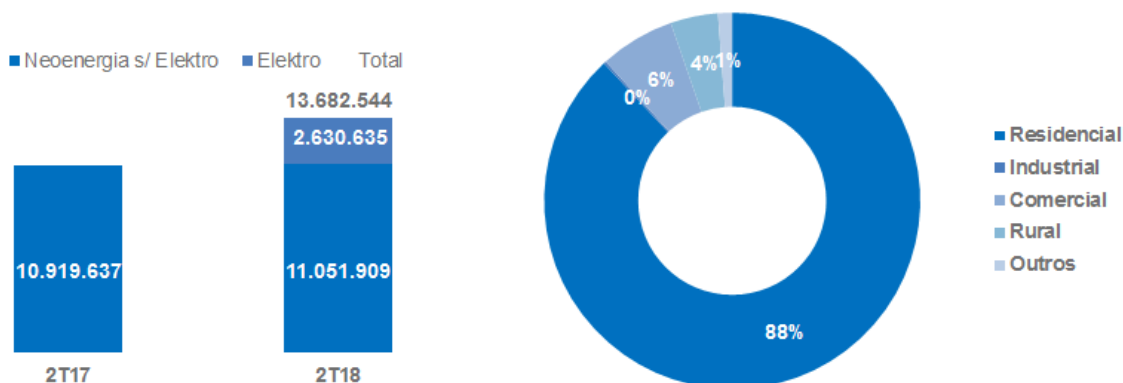
A ELEKTRO possui sua sede no município de Campinas, em São Paulo e é uma concessionária de serviço público de distribuição de energia elétrica que atende a 228 cidades, sendo 223 em São Paulo e 5 no Mato Grosso do Sul.

3.1.1. Desempenho Operacional

3.1.1.1. Número de Consumidores Ativos

No segundo trimestre de 2018, a Neoenergia, por meio das quatro distribuidoras do Grupo, alcançou o patamar de 13,7 milhões de consumidores ativos, registrando um crescimento de 25,30% considerando a incorporação da Elektro em 24/08/2017, o que representa 2.762.907 novos clientes. Mesmo sem considerar a referida incorporação tivemos um crescimento de 1,2%, no número de clientes da Companhia, o que representa um crescimento orgânico de 132.272 novos clientes, em relação ao mesmo período do ano anterior.

O gráfico e a tabela a seguir refletem a evolução da quantidade consolidada dos consumidores ativos no segundo trimestre de 2018:



Número de Consumidores						
Descrição	2T18	2T17	Variação Vertical %		2T18 / 2T17	
			2T18	2T17	Dif.	%
Residencial	11.984.995	9.613.928	87,60%	88,05%	2.371.067	24,66
Industrial	42.965	21.558	0,31%	0,20%	21.407	99,30
Comercial	904.307	704.696	6,61%	6,45%	199.611	28,33
Rural	587.114	445.417	4,29%	4,08%	141.697	31,81
Outros	161.988	133.058	1,18%	1,22%	28.930	21,74
Poder Público	101.813	83.550	0,74%	0,77%	18.263	21,86
Iluminação Pública	37.521	30.847	0,27%	0,28%	6.674	21,64
Serviço Público	22.654	18.661	0,17%	0,17%	3.993	21,40
Subtotal	13.681.369	10.918.657	100,00%	100,00%	2.762.712	25,30
Consumo Próprio	1.152	957	0,01%	0,01%	195	20,38
Suprimento	23	23	0,00%	0,00%	-	-
Total	13.682.544	10.919.637	100,00%	100,00%	2.762.907	25,30

3.1.1.2. Número de Consumidores Baixa Renda

Considerando os critérios estabelecidos na Resolução ANEEL nº 414/2010, que define o conceito de consumidores de baixa renda, estes correspondem, em junho de 2018, a 20,73%

do total de consumidores ativos residenciais da Neoenergia enquanto que os consumidores residenciais convencionais representam 79,27%.

Até junho de 2018, a Companhia possuía 2.484.621 clientes cadastrados com a tarifa subsidiada, o que representa, desconsiderando a incorporação da Elektro, uma redução de 1,5% no número de clientes baixa renda se comparados ao mesmo período de 2017. Se consolidados os clientes baixa renda da Elektro, houve variação positiva de 6,4%, conforme evidenciado na tabela abaixo:

Número de Consumidores Residenciais						
Descrição	2T18	2T17	Variação Vertical %		2T18 / 2T17	
			2T18	2T17	Dif.	%
Convencional	9.500.374	7.278.882	79,27%	75,71%	2.221.492	30,52
Baixa Renda	2.484.621	2.335.046	20,73%	24,29%	149.575	6,41
Total	11.984.995	9.613.928	100,00%	100,00%	2.371.067	24,66

3.1.1.3. Evolução do Mercado

Energia Distribuída						
Descrição	2T18	2T17	Variação Vertical %		2T18 / 2T17	
			2T18	2T17	GWh	%
Mercado Cativo	10.674	8.008	76,09%	82,48%	2.666	33,30
Mercado Livre	3.354	1.701	23,91%	17,52%	1.654	97,24
Total	14.028	9.709	100,00%	100,00%	4.319,95	44,50

A energia distribuída para o mercado cativo pelas Distribuidoras da Neoenergia de janeiro a junho de 2018 registrou alta de 45% na comparação com o mesmo período de 2017 ao considerar a incorporação da Elektro. Desconsiderando o efeito da incorporação, a energia distribuída para o mercado Cativo apresentou uma retração de 0,2%, refletindo o movimento de migração de clientes industriais cativos para o mercado livre.

Energia Distribuída NEOENERGIA												
Descrição	2T18	2T17	Variação Vertical %		2T18 / 2T17		6M18	6M17	Variação Vertical %		6M18 / 6M17	
			2T18	2T17	GWh	%			6M18	6M17		6M18
Mercado Cativo	10.674	8.009	76,09%	82,49%	2.666	33,29	18.636	16.137	78,30%	82,78%	2.499	15,49
Mercado Livre	3.354	1.701	23,91%	17,51%	1.654	97,24	5.165	3.357	21,70%	17,22%	1.808	53,87
Total	14.028	9.709	100,00%	100,00%	4.319,45	44,49	23.801	19.494	100,00%	100,00%	4.307,16	22,09

Energia Distribuída - Celpe												
Descrição	2T18	2T17	Variação Vertical %		2T18 / 2T17		6M18	6M17	Variação Vertical %		6M18 / 6M17	
			2T18	2T17	R\$ MM	%			6M18	6M17		R\$ MM
Mercado Cativo	2.697	2.709	80,35%	81,21%	(12)	(0,43)	5.409	5.501	80,29%	81,43%	(93)	(1,68)
Mercado Livre	659	627	19,65%	18,79%	33	5,21	1.328	1.254	19,71%	18,57%	74	5,88
Total	3.357	3.336	100,00%	100,00%	20,94	0,63	6.737	6.756	100,00%	100,00%	-18,96	-0,28

Energia Distribuída - Coelba												
Descrição	2T18	2T17	Variação Vertical %		2T18 / 2T17		6M18	6M17	Variação Vertical %		6M18 / 6M17	
			2T18	2T17	R\$ MM	%			6M18	6M17		R\$ MM
Mercado Cativo	4.148	4.134	82,82%	83,37%	14	0,34	8.215	8.294	82,46%	83,65%	(79)	(0,96)
Mercado Livre	861	825	17,18%	16,63%	36	4,34	1.747	1.621	17,54%	16,35%	126	7,76
Total	5.009	4.959	100,00%	100,00%	49,69	1,00	9.962	9.916	100,00%	100,00%	46,41	0,47

Energia Distribuída - Cosern												
Descrição	2T18	2T17	Variação Vertical %		2T18 / 2T17		6M18	6M17	Variação Vertical %		6M18 / 6M17	
			2T18	2T17	R\$ MM	%			6M18	6M17		R\$ MM
Mercado Cativo	1.110	1.166	81,57%	82,41%	(56)	(4,80)	2.293	2.342	81,90%	82,95%	(49)	(2,08)
Mercado Livre	251	249	18,43%	17,59%	2	0,75	507	481	18,10%	17,05%	26	5,30
Total	1.360	1.415	100,00%	100,00%	-54,08	-3,82	2.800	2.823	100,00%	100,00%	-23,18	-0,82

Energia Distribuída - Elektro												
Descrição	2T18	2T17	Variação Vertical %		2T18 / 2T17		6M18	6M17	Variação Vertical %		6M18 / 6M17	
			2T18	2T17	R\$ MM	%			6M18	6M17		R\$ MM
Mercado Cativo	2.720	-	63,21%	-	2.720	-	5.477	-	64,14%	-	5.477	-
Mercado Livre	1.583	-	36,79%	-	1.583	-	3.062	-	35,86%	-	3.062	-
Total	4.303	-	100,00%	-	4.302,89	-	8.540	-	100,00%	-	8.539,89	-

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

FATURAMENTO DE ENERGIA POR CLASSE	2T18		2T17		Variação (%) 2T18 / 2T17		6M18		6M17		Variação (%) 2T18 / 2T17	
	R\$ Mil	MWh	R\$ Mil	MWh	Receita	Volume	R\$ Mil	MWh	R\$ Mil	MWh	Receita	Volume
Residencial	3.050.445	9.514	2.073.203	7.146	47,14	33,14	5.974.395	2.497	4.118.275	2.531	45,07	(1,34)
Industrial	627.855	2.250	360.396	1.589	74,21	41,63	1.200.560	523	736.146	529	63,09	(1,13)
Comercial	1.519.078	4.545	1.049.266	3.423	44,78	32,79	2.963.977	1.227	2.071.156	1.256	43,11	(2,27)
Rural	362.878	1.883	225.793	1.527	60,71	23,34	673.393	306	453.574	341	48,46	(10,37)
Poder Público	303.822	980	229.292	831	32,50	17,93	569.352	308	439.902	321	29,43	(4,23)
Iluminação Pública	207.539	1.167	130.181	843	59,42	38,38	385.312	246	249.494	238	54,44	3,33
Serviço Público	219.296	1.034	128.142	761	71,14	35,96	411.884	295	253.358	277	62,57	6,33
Fornecimento Não Faturado	(537.471)	-	(3.417)	-	15,629	-	(35.920)	-	32.186	-	211,60	-
Mercado Cativo	5.753.442	21.373	4.192.856	16.119	37,22	32,60	12.142.953	5.402	8.354.091	5.494	45,35	- 1,67
Subvenção à tarifa social baixa renda	426.230	-	270.865	-	57,36	-	799.567	-	558.075	-	43,27	-
Consumo próprio	-	10	-	9	-	12,49	-	21	-	18	-	15,44
Reclassificação da receita pela disponibilidade da rede elétrica - consumidor cativo	(2.930.326)	-	(2.090.027)	-	40,21	-	(5.631.002)	21.394	(4.203.814)	16.137	33,95	32,58
Suprimento	1.137.679	-	498.757	-	128,10	-	1.271.231	-	836.030	-	52,06	-
Fornecimento de Energia Total	4.387.025	10.674	2.872.451	8.008	52,73	33,29	8.582.749	5.423	5.544.382	5.512	54,80	- 1,62
Receita de Uso da Rede - Mercado Livre	271.452	-	140.182	-	93,64	-	636.431	-	302.549	-	110,36	-
Fornecimento de Energia Concessão	4.658.477	10.674	3.012.633	8.008	54,63	33,29	9.219.180	5.423	5.846.931	5.512	57,68	- 1,62

Nas quatro distribuidoras a classe residencial possui maior participação e manteve-se praticamente estável em termos de consumo, desconsiderando o efeito da incorporação, em relação ao segundo trimestre de 2018.

O Mercado Livre registrou um crescimento de 97% no segundo trimestre de 2018 quando comparado ao mesmo período do ano anterior, considerando a Incorporação da Elektro. Desconsiderado o efeito da incorporação da Elektro, esse crescimento foi de 4%. Esse movimento é resultado da migração de clientes cativos para o mercado livre, principalmente, da classe industrial.

3.1.1.4. Balanço Energético (MWh)

A energia injetada, que é a energia fornecida aos clientes próprios da distribuidora e às concessionárias de fronteira acrescida da energia para atendimento aos clientes do ambiente livre e das perdas no sistema de distribuição, atingiu o patamar de 15.751 GWh no segundo trimestre de 2018 apresentando crescimento de 1,4% quando comparada ao mesmo período de 2017. Do total da energia injetada, 66% foi destinada ao consumo regulado, 16% para o consumo do mercado livre e 1,0% para o suprimento de fronteira. As perdas na Rede Básica e na Distribuição somaram 17%:

BALANÇO ENERGÉTICO (MWh)	2T18	2T17	2T18 / 2T17	
			R\$ MM	%
Venda de energia	10.723.024	10.802.379	(79.355)	(0,73)
Fornecimento	10.674.440	10.726.913	52.473	(0,49)
Suprimento para agentes de distribuição	48.584	75.466	26.882	(35,62)
Consumidores Livres/Dist./Ger.	3.354.036	3.156.914	197.122	6,24
Consumidores Rede Básica	-	-	-	-
Mercado Atendido	14.077.060	13.959.293	117.767	0,84
Perdas na Rede Básica	374.489	381.672	7.183	(1,88)
Perdas na Distribuição	1.674.152	1.566.164	107.988	6,90
Perdas Técnicas	1.342.928	1.322.227	20.701	1,57
Perdas Não Técnicas (PNT)	328.405	231.618	96.787	41,79
PNT/Energia Requerida (%)	2%	1%	1%	39,87
Perdas Totais	2.048.641	1.947.836	100.805	5,18
PT/ Energia Requerida %	12,70%	12,25%	0,46%	3,75
Total	16.125.701	15.907.129	218.572	1,37

3.1.1.5. DEC e FEC





A qualidade do fornecimento de energia é verificada principalmente pelos indicadores de qualidade DEC - Duração Equivalente de Interrupção por Consumidor e FEC - Frequência Equivalente de Interrupção por Consumidor, que aferem as falhas ocorridas na rede de distribuição de energia elétrica. O cálculo desses índices considera a média móvel dos últimos 12 meses. Seguem abaixo os indicadores de cada uma das distribuidoras no segundo trimestre de 2018:

	DEC		FEC		
	2T18	2T17	2T18	2T17	
 COELBA	Total	20,49	18,83	8,31	7,87
	Limite regulatório	15,08	14,50	8,42	8,31
 CELPE	Total	16,68	14,92	7,03	7,21
	Limite regulatório	13,83	13,89	9,27	9,34
 COSERN	Total	11,81	13,55	5,68	7,85
	Limite regulatório	12,89	13,39	8,68	9,33
 ELEKTRO	Total	6,67	8,13	4,15	4,70
	Limite regulatório	8,39	8,56	6,50	6,92

3.1.1.6. Perdas

As perdas globais (ou totais) de energia correspondem às perdas técnicas, que é o montante de energia elétrica dissipada no processo de transporte de energia entre o suprimento e o ponto de entrega, e as perdas não técnicas, que correspondem à diferença entre as perdas globais e as perdas técnicas. Nesta parcela de perdas não técnicas são considerados, portanto, os furtos de energia, defeito em equipamentos de medição, erros no processo de faturamento, unidades consumidoras sem equipamento de medição etc.

No segundo trimestre de 2018, foram realizadas ações de otimização das perdas globais das distribuidoras, que evoluíram em três das quatro concessionárias, conforme podemos verificar na tabela a seguir. A CELPE foi a única que apresentou uma redução do índice em relação ao ano anterior.

	Perdas		
	2T18	2T17	
 COELBA	Técnica	11,18%	11,03%
	Não Técnica	3,33%	3,45%
	Total	14,51%	14,48%
	Limite regulatório	14,23%	12,45%
 CELPE	Técnica	8,36%	8,96%
	Não Técnica	8,57%	7,98%
	Total	16,93%	16,95%
	Limite regulatório	16,11%	14,64%
 COSERN	Técnica	8,54%	8,85%
	Não Técnica	1,30%	0,77%
	Total	9,84%	9,62%
	Limite regulatório	10,71%	11,01%
 ELEKTRO	Técnica	5,68%	5,65%
	Não Técnica	2,60%	2,25%
	Total	8,28%	7,90%
	Limite regulatório	6,57%	6,57%

3.1.1.7. Arrecadação





O desempenho da arrecadação é medido pelo Índice de Arrecadação – IAR, definido pelo quociente do valor total arrecadado com energia elétrica e títulos, inclusive de exercícios

anteriores, em relação aos valores faturados por fornecimento de energia no exercício. No gráfico abaixo é apresentado o resultado de junho/18 (acumulado nos últimos 12 meses) e seu comportamento em relação ao mesmo período do ano anterior.

O índice de arrecadação é um indicador impactado diretamente pela capacidade de pagamento dos clientes, sendo que, o seu desempenho acumulado dos últimos 12 meses, medido no final do 2º trimestre de 2018. No segundo trimestre de 2018, o índice de Inadimplência das distribuidoras foi de 97,26% na Coelba, 97,11% na Celpe, 98,99% na Cosern e 99,93% na Elektro, impactado pelos seguintes fatores:

- ✓ Maior acionamento das bandeiras tarifárias quando comparado ao mesmo período de 2017, devido cenário hidrológico desfavorável. O maior acionamento das bandeiras tarifárias amarela ou vermelha, nos patamares 1 ou 2, aumenta a conta de energia paga pelo consumidor final, o que impacta sua capacidade de pagamento.
- ✓ Reajuste tarifário de Cosern e Coelba um aumento de 15,61% para os clientes da e Cosern e 16,95% para os clientes da Coelba.

Os índices de arrecadação das distribuidoras está detalhado abaixo:

	ARRECAÇÃO	
	2T18	2T17
 COELBA	97,26%	99,67%
 CELPE	97,11%	97,86%
 COSERN	98,99%	98,57%
 ELEKTRO	99,93%	101,00%

3.2. Nossas Transmissoras

A Neoenergia atua no segmento de transmissão por meio das empresas Afluentes T, Narandiba S.A e Potiguar Sul, com seus respectivos ativos abaixo detalhados:

Transmissão - Em operação				Localização	
AFLUENTE T (Extensão Total 489,1 Km)					
Linhas de Transmissão					
LT 230 KV Itagibá - Funil C-1	Transmissão	87,80%	BA	13/09/2009	08/08/2027
LT 230 KV Brumado II - Itagibá C-1				13/09/2009	
LT 230 KV Ford - Pólo C-2				02/08/2009	
LT 230 KV Pólo - Camaçari IV C-2				19/01/2015	
LT 230 KV Ford - Pólo C-1				24/11/2009	
LT 230 KV Pólo - Camaçari IV C-1				18/01/2015	
LT 230 KV Tomba - Governador Mangabeira C-1				31/01/2016	
LT 230 KV Tomba - Governador Mangabeira C-2				31/12/1990	
LT 138 KV Funil - Poções C-1				01/05/1993	
Subestações Rede Básica					
Pólo (4 Entradas de Linha)	Transmissão	87,80%	BA	02/08/2009	08/08/2027
Ford (2 Entrada de Linha)				30/09/2001	
Funil (2 Entradas de Linha)				31/12/2002	
Camaçari IV (2 Entradas de Linha)				18/01/2015	
Tomba				31/12/1990	
Brumado II - 230/69kV				11/12/2002	
Itagibá				13/09/2009	
SE NARANDIBA					
Subestação de Narandiba	Transmissão	100%	BA	06/06/2011	28/01/2039
Subestação de Narandiba - Ampliação				20/02/2014	
Subestação Brumado II - 230/138kV			RN	21/09/2014	28/08/2042
Subestação Extremoz II				04/07/2015	10/05/2042
POTIGUAR SUL (Extensão Total 190,1 Km)					
LT 500 KV Campina Grande III - Ceará-Mirim II-C2	Transmissão	100%	RN/PB	07/11/2016	01/08/2043
SE Campina Grande III (1 Entrada de Linha)				07/11/2016	
SE Ceará-Mirim II (1 Entrada de Linha)				07/11/2016	

AFLUENTE T

No segundo trimestre de 2018, não houve implantação de novos ativos e a disponibilidade apresentada pela Afluente T foi de 99,87%, acima do limite estabelecido pelo submódulo 25.8 do Procedimento de Rede ONS, que estipula como normal a disponibilidade acima de 98%. Este indicador é importante, pois as concessionárias de transmissão de energia elétrica têm a qualidade do serviço aferida pela ANEEL através da disponibilidade do sistema de transmissão. Parte deste tempo de indisponibilidade da Transmissora, a ANEEL calcula a Parcela Variável, que é a parcela a ser deduzida da receita da transmissora em função da não prestação adequada do serviço público de transmissão.

NARANDIBA S.A

No segundo trimestre de 2018 não houve implantação de novos ativos e a disponibilidade apresentada pela Narandiba S.A. foi de 99,96%, acima do limite estabelecido pelo submódulo 25.8 do Procedimento de Rede ONS.

POTIGUAR SUL

No segundo trimestre de 2018 não houve implantação de novos ativos e a disponibilidade apresentada pela Potiguar Sul foi de 99,99%, acima do limite estabelecido pelo submódulo 25.8 do Procedimento de Rede ONS.

3.2.1. Transmissoras em Implementação

No quadro a seguir estão relacionadas as transmissoras em implementação do Grupo Neoenergia (data base 30/06/2018):

Transmissão - Em implementação	Tipo	Participação Neoenergia	Localização	Entrada Operação (Prazo ANEEL)	Final da Concessão
EKTT 12-A (Extensão Total 583 Km)					
Linhas de Transmissão					
LT 230 KV Nova Porto Primavera – Rio Brilhante	Transmissão	100,00%	MS / SP	11/08/2022	11/08/2047
LT 230 KV Rio Brilhante – Campo Grande 2			MS	11/08/2022	
LT 230 KV Campo Grande 2 – Imbirussu			MS	11/08/2022	
LT 230 KV Nova Porto Primavera – Iñhema 2			MS / SP	11/08/2022	
LT 230 KV Rio Brilhante Dourados 2			MS	11/08/2022	
LT 230 KV Dourados 2 - Dourados			MS	11/08/2022	
Subestações Rede Básica					
SE Dourados 02	Transmissão	100,00%	MS	11/08/2022	11/08/2047
EKTT 13-A					
Subestações Rede Básica					
SE Fernão Dias (COMPARTILHADA)	Transmissão	100,00%	SP	11/02/2021	11/08/2047
EKTT 14-A					
Subestações Rede Básica					
SE Biquaçu (COMPARTILHADA)	Transmissão	100,00%	SC	11/02/2021	11/08/2047
EKTT 15-A					
Subestações Rede Básica					
SE Sobral III (COMPARTILHADA)	Transmissão	100,00%	CE	11/02/2021	11/08/2047
EKTT 1-A (Extensão Total 729 Km)					
Linhas de Transmissão					
LT 500 KV Miracema – Gilbués II	Transmissão	100,00%	TO/PI	09/03/2023	09/03/2048
LT 500 KV Gilbués II – Barreiras II			PI/BA		
EKTT 2-A (Extensão Total 345 Km)					
Linhas de Transmissão					
LT 500 KV Santa Luzia II – Campina Grande III	Transmissão	100,00%	PB	09/03/2018	09/03/2048
LT 500 KV Santa Luzia II – Milagres II			PB/CE		
Subestações Rede Básica					
SE Santa Luzia II	Transmissão	100,00%	PB	09/03/2023	09/03/2048

Com a incorporação da Elektro, em agosto de 2017, somamos 583 km à nossa malha elétrica e quatro subestações de transmissão (uma própria, três compartilhadas). Nos leilões realizados pela ANEEL em 24 de abril de 2017 (Leilão de Transmissão nº 05/2016) foram arrematadas as linhas dos lotes 4, 20, 22 e 27 (EKTT 12-A, EKTT 13-A, EKTT 14-A e EKTT 15-A, respectivamente) que estão presentes nos estados do Mato Grosso do Sul, São Paulo, Santa Catarina e Ceará. Os novos lotes abrangem seis subestações compartilhadas adicionais.

Através do Leilão de Transmissão 002/2017, que ocorreu dia 15/12/2017, somamos à nossa malha elétrica os lotes 4 e 6 (EKTT 1-A e EKTT 2-A) nos estados do Tocantins, Piauí, Bahia, Paraíba e Ceará. Esses empreendimentos correspondem a 1074 km de Linhas de Transmissão e sete subestações (uma própria e seis compartilhadas).

4. NEGÓCIOS LIBERALIZADOS

4.1. Nossas Usinas Termelétricas

O Grupo Neoenergia atuou no segundo trimestre de 2018 no segmento de geração termelétrica de por meio de 2 usinas que, em conjunto, somam capacidade instalada de 536,4 MW considerando a planta convencional de geração de ciclo combinado de energia a gás (Termopernambuco) e a termelétrica a diesel (da Celpe) em Fernando de Noronha.

Liberalizados em operação	Tipo de Usina	Participação Direta e Indireta Neoenergia	Localidade	Capacidade Instalada	Energia Assegurada	Data da Concessão	
						Autorização	Vencimento
CELPE							
Fernando de Noronha	Termelétrica Diesel	89,65%	Fernando de Noronha - PE	4,08	1,9 MW	21/12/1989	21/12/2019
TERMOPE							
UTE Termope	Termelétrica - UTE	100,00%	Suape - Ibojuca - PE	532,76	504,1 MW	18/12/2000	18/12/2030

Até junho de 2018 a UTE TERMOPE estivera 100% despachada pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). A geração bruta de energia acumulado até junho/18 foi de 2.153 GWh, correspondendo a 490,2 MW médios.

4.2. Nossas Comercializadoras

NC ENERGIA

No segundo trimestre de 2018, a NC Energia contratou operações na ordem de 1.303 MW méd, esse valor foi 16% superior em relação ao segundo trimestre do ano anterior.

Destacamos as principais ações da Comercializadora:

- (i) Gestão da energia livre das usinas eólicas da FEB e recuperação parcial da inadimplência retida na CCEE ;
- (ii) Gestão da Energia Livre de Itapebi, com assunção do risco hidrológico por parte da comercializadora;
- (iii) Coordenação dos estudos e ações objetivando a definição de hedge para gestão do risco hidrológico de CHTP;
- (iv) Análise dos cenários de contratação da energia de Baixo Iguaçu;
- (v) Operação de compra de energia das eólicas da FEB através do MCSD EN e revenda ao mercado gerando resultado para todo o grupo.
- (vi) Estratégia de recomposição do balanço energético de Termopernambuco em função da parada programada para manutenção em agosto/2018.

ELEKTRO COMERCIALIZADORA

No 2º trimestre de 2018, a Elektro Comercializadora de Energia teve um faturamento de R\$ 68,45 milhões.

Destacamos as principais ações da Comercializadora:

- (i) Aumento de 3,31% na quantidade de energia comercializada;
- (ii) Receita Bruta de R\$ 110.616,00 referente aos serviços de Adequação do SMF e Instalação de Banco de Capacitores;
- (iii) Contratos fechados para faturamento previsto no 3º trimestre de 2018 no valor de R\$466.304,00;
- (iv) Instalação de 85 sistemas fotovoltaicos em cliente residenciais totalizando 172,3 kWp instalados somente no 2º trimestre de 2018.

5. RENOVÁVEIS

5.1. Nossas Usinas Hidrelétricas

O Grupo Neoenergia atuou no segundo trimestre de 2018 no segmento de geração hidrelétrica por meio de 6 usinas geradoras, consideradas Renováveis, considerando a parte em que já está em operação de Belo Monte. Além desses empreendimentos em operação, temos participação em 2 hidrelétricas (Baixo Iguaçu e parte de Belo Monte ainda em implementação).

Renováveis em Operação	Tipo de Usina	Participação Direta e Indireta Neoenergia	Localidade	Capacidade Instalada	Energia Assegurada	Data da Concessão	
						Autorização	Vencimento
HIDRELÉTRICAS							
ITAPEBI							
UHE Itapebi ¹	Hidrelétrica - UHE	100,00%	Rio Jequitinhonha - BA	462,01	209,1 MW	28/05/1999	31/08/2035
CORUMBÁ III							
UHE Corumbá III	Hidrelétrica - UHE	70,00%	Rio Corumbá - GO	96,45	50,9 MW	07/11/2001	14/02/2037
BAGUARI I							
UHE Baguari	Hidrelétrica - UHE	51,00%	Rio Doce - MG	140,00	84,7 MW	15/08/2006	31/12/2039
ÁGUAS DA PEDRA							
UHE Dardanelos	Hidrelétrica - UHE	51,00%	Rio Aripuanã - MT	261,00	154,9 MW	03/07/2007	02/01/2043
TELES PIRES							
Teles Pires	Hidrelétrica - UHE	51,00%	Rio Teles Pires - MT/PA	1.819,80	930,7 MW	07/06/2011	06/06/2046
BELO MONTE							
Belo Monte	Hidrelétrica - UHE	10,00%	Rio Xingu - PA	5.733,00	4.571 MW	26/08/2010	25/08/2045

5.1.1. Usinas Hidrelétricas em Implementação

No quadro a seguir estão relacionadas as usinas hidrelétricas em construção do Grupo Neoenergia (data base 30/06/2018):

Renováveis em Construção	Tipo de Usina	Participação Direta e Indireta da Neoenergia	Localidade	Capacidade Instalada	Energia Assegurada	Data da Concessão	
						Autorização	Vencimento
HIDRELÉTRICAS							
BELO MONTE							
Belo Monte	Hidrelétrica - UHE	10,00%	Rio Xingu - PA	11.233,10	4.571 MW médios	26/08/2010	25/08/2045
GERAÇÃO CÉU AZUL							
Baixo Iguaçu	Hidrelétrica - UHE	70,00%	Rio Iguaçu - PR	350,2	171,3 MW	20/08/2012	14/09/2049

UHE BELO MONTE

Da UHE Belo Monte, a Neoenergia possui 10% de participação na Norte Energia, através da SPE Belo Monte Participações S.A. Durante o ano de 2017, a UHE Belo Monte alcançou marcos importantes, como a finalização da motorização do Sítio Pimental, de 233,1 MW através da entrada em operação comercial das unidades geradoras 5 e 6, cada uma com potência de 38,8 MW. No Sítio Belo Monte entraram em operação as unidades geradoras 4, 5, 6 e 7 (a unidade geradora 8 está fase final de testes para início da operação comercial), cada uma com potência de 611,11 MW. Em 01/02/2018 a UG 8 entrou em operação comercial adicionando mais 611,11 MW na potência instalada e alcançando 100% da garantia física do empreendimento que é de 4.571 MW médios. Em 13/06/2018 entrou em operação comercial a UG 9 adicionando mais 611,11 MW, dessa forma, o empreendimento tem, nesse momento, 5.733 MW de potência instalada de um total de 11.233,1 MW com 15 unidades geradoras em operação comercial e 100% da sua garantia física, o que permite acessar 100% da receita proveniente do ACR. Adicionalmente, vale destacar que a usina contratou o seguro SPR100, de forma a mitigar o risco hidrológico para a energia comercializada no ACR.

UHE BAIXO IGUAÇU

Sobre a UHE Baixo Iguaçu, a Neoenergia, através da sua subsidiária integral Geração Céu Azul, arrematou a concessão para construção e exploração da Usina Hidrelétrica de Baixo Iguaçu no 7º Leilão de Energia Nova A-5 organizado pela ANEEL. A UHE localizada no Rio Iguaçu, estado do Paraná, terá capacidade instalada de 350,20 MW e 171,3 MW médios de garantia física. Em 15 de fevereiro de 2017 foi instruído novo Pedido de Excludente de Responsabilidade e de Alteração de Cronograma relativo à UHE Baixo Iguaçu, tendo em vista manifestações que interferiram diretamente no andamento das atividades do canteiro de obras da Usina. Em 7 de novembro de 2017 através da resolução autorizativa nº 6.712 a ANEEL reconheceu 46 dias adicionais de excludente de responsabilidade.

A partir de dezembro de 2017 foram assinados termos aditivos dos CCEARs entre a Geração Céu Azul e as distribuidoras postergando o início do período de suprimento para o dia 12 de novembro de 2018.

Em 19 de março de 2018 foi assinado o 3º aditivo do Contrato de Concessão prevê a entrada em operação da 1ª Unidade Geradora (UG) em 05/07/2018, a 2ª UG em 05/09/2018 e a 3ª UG em 03/11/2018.

Em junho de 2018, estavam mobilizados aproximadamente 1.293 funcionários do Consórcio Construtor Baixo Iguaçu e a obra transcorre em ritmo normal. Sendo realizadas como principais atividades: Retirada da ensecadeira de 1ª fase de montante e jusante para início do desvio do rio de 2ª fase. UG01 – montagem de sistemas associados e auxiliares, UG02 – montagem das tampas do anel coletor e das guias de ar superiores e inferiores do gerador, acoplamento do rotor do gerador com o eixo inferior e UG03 – Montagem do piso da cruzeta superior. Vãos 10 a 12 – Montagem dos servomotores e emborrachamento da soleira, Vãos 13 e 14 – Montagem da vedação lateral das comportas, Vão 15 – Montagem das tubulações hidráulicas e Vão 16 – Montagem do servomotor e flushing da tubulação da unidade hidráulica. Linha de Transmissão 230kV : Lançamento de cabos e OPGW.

5.2. Nossos Parques Eólicos

No segundo trimestre de 2018, o Grupo atuou no segmento de geração renovável por meio de 17 parques eólicos. Além desses empreendimentos em operação, temos 15 parques eólicos em construção. Somando-se os parques em operação do grupo possuímos uma capacidade instalada de 515,8 MW de energia.

A geração líquida dos parques (considerando geração de Rio do Fogo acumulada até maio) no primeiro semestre de 2018 foi de 458.751,17MWh.

Renováveis em Operação	Tipo de Usina	Participação Direta e Indireta Neoenergia	Localidade	Capacidade Instalada	Energia Assegurada	Data da Concessão	
						Autorização	Vencimento
PARQUES EÓLICOS							
EOL Arizona 1	Eólica - UEE	100,00%	Rio do Fogo - RN	28,00	12,9 MW	04/03/2011	03/03/2046
EOL Caetitê 1			Caetitê - BA	30,00	13 MW	29/10/2012	28/10/2042
EOL Caetitê 2				30,00	12,1 MW	07/02/2011	06/02/2046
EOL Caetitê 3				30,00	11,2 MW	24/02/2011	23/02/2046
EOL Calango 1				30,00	13,9 MW	28/04/2011	27/04/2046
EOL Calango 2			Bodó, Lagoa Nova - RN	30,00	11,9 MW	09/05/2011	08/05/2046
EOL Calango 3				30,00	13,9 MW	30/05/2011	29/05/2046
EOL Calango 4				30,00	12,8 MW	19/05/2011	18/05/2046
EOL Rio do Fogo (ENERBRASIL)				Rio do Fogo - RN	49,30	17,9 MW	20/12/2001
EOL Canoas			São José do Sabugi - PB	31,50	17,7 MW	04/08/2015	03/08/2050
EOL Calango 5			Bodó, Lagoa Nova - RN	30,00	13,7 MW	02/06/2011	01/06/2046
EOL Lagoa 2			São José do Sabugi - PB	31,50	17,5 MW	04/08/2015	03/08/2050
EOL Mel 2			Areia Branca - RN	20,00	9,8 MW	28/02/2011	27/02/2046
EOL Calango 6			Bodó-RN	30,00	18,5MW	20/11/2014	19/11/2049
EOL Lagoa 1			Santa Luzia - PB	31,50	18,7 MW	04/08/2015	03/08/2050
EOL Santana 1			Bodó-RN	30,00	17,3MW	14/11/2014	13/11/2049
EOL Santana 2			Lagoa Nova-RN	24,00	13,1MW	14/11/2014	13/11/2049

5.2.1. Parques Eólicos em Construção

Em 20 de dezembro de 2017, ocorreu o Leilão de Geração de Energia “A-6”, realizado por meio de sistema eletrônico no qual a Neoenergia comercializou a energia de 9 parques eólicos: Canoas 2 (33,6MW), Canoas 4 (33,6MW), Chafariz 1 (31,5MW), Chafariz 2 (33,6MW), Chafariz 3 (31,5MW), Chafariz 6 (29,4MW), Chafariz 7 (33,6MW), Lagoa 3 (33,6MW), Lagoa 4 (21MW) , total de 281,4 MW de potência instalada os quais tiveram suas outorgas publicadas em junho de 2018. Os contratos de comercialização de energia determinam a entrada em operação comercial em 01 de janeiro de 2023.

Renováveis em Construção	Tipo de Usina	Participação Direta e Indireta da Neoenergia	Localidade	Capacidade Instalada	Energia Assegurada	Data da Concessão	
						Autorização	Vencimento
PARQUES EÓLICOS							
CANOAS 2	Eólica - UEE	100,00%	Santa Luzia-PB	33,60	17,3MW	19/06/2018	10/06/2053
CANOAS 4			São Jose do Sabugi-PB	33,60	16,7MW	19/06/2018	10/06/2053
CHAFARIZ 1			Santa Luzia-PB	31,50	17,7MW	19/06/2018	10/06/2053
CHAFARIZ 2				33,60	17,5MW	19/06/2018	10/06/2053
CHAFARIZ 3				31,50	18,1MW	19/06/2018	10/06/2053
CHAFARIZ 6				29,40	15,2MW	19/06/2018	10/06/2053
CHAFARIZ 7				33,60	19 MW	19/06/2018	10/06/2053
LAGOA 3			São Jose do Sabugi-PB	33,60	18,3MW	19/06/2018	10/06/2053
LAGOA 4			Santa Luzia-PB	21,00	11,7MW	19/06/2018	10/06/2053
CANOAS 3			Eólica - UEE	100,00%	São José do Sabugi e Santa Luzia/PB	34,65	16,8 MW
CHAFARIZ 4	Santa Luzia e Areia de Baraúnas/PB	34,65			17,8 MW		
CHAFARIZ 5	Santa Luzia/PB	34,65			16,6 MW		
VENTOS DE ARAPUÁ 1	Areia de Baraúnas/PB	24,26			11,6 MW		
VENTOS DE ARAPUÁ 2	Areia de Baraúnas, São Mamede e Santa Luzia/PB	34,65			17,2 MW		
VENTOS DE ARAPUÁ 3	Areia de Baraúnas e São Mamede/PB	13,86			5,8 MW		

Ainda, o grupo possui em fase de implementação 6 empreendimentos eólicos, denominados Canoas 3 (34,7 MW), Chafariz 4 (34,7MW), Chafariz 5 (34,7MW), Ventos de Arapuá 1 (24,3MW), Ventos de Arapuá 2 (34,7MW) e Ventos de Arapuá 3 (13,9MW), que aguardam a publicação de sua autorização (Outorga) e serão comercializados no ambiente livre.

1. INVESTIMENTOS

O Grupo Neoenergia encerrou o segundo trimestre de 2018 com um investimento total de R\$ 1.561.397 mil, montante que compreende todos os investimentos realizados pelas companhias as quais o Grupo Neoenergia controla e consolida, bem como os realizados pelas empresas de controle conjunto não controladas pelo Grupo.

Estão abaixo discriminados os investimentos consolidados por segmento:

Investimentos ¹	2T18		2T17	
	Acumulado	Trimestre	Acumulado	Trimestre
Redes ²	1.213.545	672.572	1.423.681	807.259
Liberalizado ³	45.436	12.663	15.584	(7.270)
Renováveis ⁴	177.787	107.745	225.567	132.473
Holding	309	189	311	172
Total	1.437.077	793.169	1.665.143	932.634

(1) Em milhares de reais, exceto onde indicada outra unidade de medida

(2) Distribuição representa cerca de 97% e Transmissão restante

(3) Representado por Serviços

(4) Representado por eólicas e hidrelétricas

Os demais investimentos realizados pelas companhias de controle conjunto ou coligadas corresponde ao montante de R\$ 124.320 mil no primeiro semestre de 2018.

2. DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO CONSOLIDADO

3.1. Resultado do Trimestre

DEMONSTRAÇÃO DE RESULTADOS (em R\$ mil)	2T18	2T17	2T18 X 2T17		6M18	6M17	6M18 X 6M17	
			R\$	%			R\$	%
Receita Bruta	9.229.196	6.272.245	2.956.951	47,14	17.527.005	11.873.552	5.653.453	47,61
(-) Deduções da Receita Bruta	(2.808.347)	(1.955.597)	(852.750)	43,61	(5.556.358)	(3.818.230)	(1.738.128)	45,52
Impostos	(2.196.418)	(1.584.274)	(612.144)	38,64	(4.379.858)	(3.081.988)	(1.297.870)	42,11
Encargos Setoriais	(611.929)	(371.323)	(240.606)	64,80	(1.176.500)	(736.242)	(440.258)	59,80
Receita Operacional Líquida	6.420.849	4.316.648	2.104.201	48,75	11.970.647	8.055.322	3.915.325	48,61
(-) Receita de construção	668.661	538.653	130.008	24,14	1.193.333	1.086.672	106.661	9,82
(-) Outras receitas	219.816	143.543	76.273	53,14	362.921	285.332	77.589	27,19
Receita Operacional Líquida (s/Rec. Construção e Outras Receitas)	5.532.372	3.634.452	1.897.920	52,22	10.414.393	6.683.318	3.731.075	55,83
Valor justo ativo indenizável da concessão	134.057	67.449	66.608	98,75	192.635	158.967	33.668	21,18
Valores a Receber da parcela A e Outros Itens Financeiros	493.149	148.779	344.370	231,46	629.569	(41.791)	671.360	(1.606,47)
Custos de Bens Não Gerenciáveis	(3.767.004)	(2.345.611)	(1.421.393)	60,60	(6.890.455)	(4.085.283)	(2.805.172)	68,67
Energia comprada para revenda	(3.030.025)	(2.162.070)	(867.955)	40,14	(5.452.075)	(3.663.796)	(1.788.279)	48,81
Encargos de Uso do Sistema de Distribuição e Transmissão	(630.248)	(79.567)	(550.681)	692,10	(1.212.217)	(219.969)	(992.248)	451,09
Combustível para produção de energia	(106.731)	(103.974)	(2.757)	2,65	(226.163)	(201.518)	(24.645)	12,23
Margem Bruta	1.899.425	1.356.290	543.135	40,05	3.716.573	2.757.002	959.571	34,80
Custos e Despesas Gerenciáveis	(888.481)	(697.995)	(190.486)	27,29	(1.798.179)	(1.383.540)	(414.639)	29,97
Resultado da Equivalência Patrimonial	(17.605)	(18.766)	1.161	(6,19)	(21.282)	(31.554)	10.272	(32,55)
Equivalência patrimonial	28.114	207	27.907	13.481,64	70.157	6.118	64.039	1.046,73
Amortização de mais-valia	(45.719)	(18.973)	(26.746)	140,97	(91.439)	(37.672)	(53.767)	142,72
EBITDA	1.124.817	734.596	390.221	53,12	2.158.837	1.505.945	652.892	43,35
Amortização / Depreciação	(275.742)	(190.210)	(85.532)	44,97	(545.472)	(372.647)	(172.825)	46,38
Resultado Financeiro	(276.675)	(330.667)	53.992	(16,33)	(567.132)	(656.495)	89.363	(13,61)
Lucro antes dos impostos	526.681	194.746	331.935	170,45	954.794	439.131	515.663	117,43
IR e CSLL	(123.327)	(51.112)	(72.215)	141,29	(254.562)	(135.267)	(119.295)	88,19
Lucro (Prejuízo) do Período	403.354	143.634	259.720	180,82	700.232	303.864	396.368	130,44
Lucro Líquido Consolidado	383.416	129.266	254.150	196,61	671.190	274.702	396.488	144,33
Lucro atribuído aos Acionistas	19.938	14.368	5.570	38,77	29.042	29.162	(120)	(0,41)
Minoritários								

3.2. Receita Operacional Bruta

FATURAMENTO DE ENERGIA POR CLASSE	2T18		2T17		Variação (%) 2T18 / 2T17	6M18		6M17		
	R\$ Mil	MWh	R\$ Mil	MWh		Receita	Volume	R\$ Mil	MWh	
Residencial	3.050.445	9.514	2.073.203	7.146	47,14	33,14	5.974.395	2.497	4.118.275	2.531
Industrial	627.855	2.250	360.396	1.589	74,21	41,63	1.200.560	523	736.146	529
Comercial	1.519.078	4.545	1.049.266	3.423	44,78	32,79	2.963.977	1.227	2.071.156	1.256
Rural	362.878	1.883	225.793	1.527	60,71	23,34	673.393	306	453.574	341
Poder Público	303.822	980	229.292	831	32,50	17,93	569.352	308	439.902	321
Iluminação Pública	207.539	1.167	130.181	843	59,42	38,38	385.312	246	249.494	238
Serviço Público	219.296	1.034	128.142	761	71,14	35,96	411.884	295	253.358	277
Fornecimento Não Faturado	(537.471)	-	(3.417)	-	15,629	-	(35.920)	-	32.186	-
 Mercado Cativo	5.753.442	21.373	4.192.856	16.119	37,22	32,60	12.142.953	5.402	8.354.091	5.494
Subvenção à tarifa social baixa renda	426.230	-	270.865	-	57,36	-	799.567	-	558.075	-
Consumo próprio	-	10	-	9	-	12,49	-	21	-	18
Reclassificação da receita pela disponibilidade da rede elétrica - consumidor cativo	(2.930.326)	-	(2.090.027)	-	40,21	-	(5.631.002)	21.394	(4.203.814)	16.137
Suprimento	1.137.679	-	498.757	-	128,10	-	1.271.231	-	836.030	-
Fornecimento de Energia Total	4.387.025	10.674	2.872.451	8.008	52,73	33,29	8.582.749	5.423	5.544.382	5.512
Receita de Uso da Rede - Mercado Livre	271.452	-	140.182	-	93,64	-	636.431	-	302.549	-
Fornecimento de Energia Concessão	4.658.477	10.674	3.012.633	8.008	54,63	33,29	9.219.180	5.423	5.846.931	5.512

RECEITA OPERACIONAL BRUTA (em R\$ mil)	2T18	2T17	2T18 X 2T17		6M18	6M17	6M18 X 6M17	
			R\$	%			R\$	%
Fornecimento de Energia Total	4.387.025	2.872.451	1.514.574	52,73	8.582.749	5.544.382	3.038.367	54,80
Receita de Uso da Rede - Mercado Livre	271.452	140.182	131.270	93,64	636.431	302.549	333.882	110,36
Câmara de Comercialização de Energia - CCEE	258.767	338.610	(79.843)	(23,58)	491.000	492.594	(1.594)	(0,32)
Receita pela disponibilidade da rede elétrica	2.930.326	2.090.027	840.299	40,21	5.631.002	4.203.814	1.427.188	33,95
Valores a Receber da parcela A e Outros Itens Financeiros	493.149	148.779	344.370	231,46	629.569	(41.791)	671.360	(1.606,47)
Receita de construção da infraestrutura da concessão	668.661	538.653	130.008	24,14	1.193.333	1.086.672	106.661	9,82
Outras receitas	219.816	143.543	76.273	53,14	362.921	285.332	77.589	27,19
Receita Operacional Bruta	9.229.196	6.272.245	2.956.951	47,14	17.527.005	11.873.552	5.653.453	47,61

A Neoenergia apresentou no segundo trimestre de 2018 uma Receita Bruta de R\$ 9.299.196 mil, representando um aumento de 47,14% em relação ao valor de R\$ 6.272.245 mil no mesmo período em 2017.

As distribuidoras – Coelba, Celpe, Cosern e Elektro – que integram a categoria Redes, participaram com 92% do total da Receita Bruta em 2T18, equivalente a R\$ 8.523.463 mil. A Elektro Redes, incorporada à Neoenergia em 24 de agosto de 2017, contribuiu no segundo trimestre de 2018 com R\$ 2.398.740 mil, que também foi beneficiado pelos efeitos da revisão tarifária de Cosern e Coelba, a partir de 22 de abril de 2018, com efeito médio percebido pelo consumidor de 15,61% e 16,95%, respectivamente. Majoritariamente em função das revisões, as duas distribuidoras apresentaram crescimento da receita operacional bruta: a Cosern teve aumento de 2% (R\$ 15.055 mil) quanto comparada à receita bruta do 2T17 e a Coelba, de 14% (R\$ 398.675 mil) em relação ao mesmo período de 2017.

A Receita de Fornecimento Faturado no Mercado Cativo foi de R\$ 4.387.025 mil em 2T18, 53% acima que o mesmo período de 2017, corresponde à variação de R\$ 1.514.574 mil, que considera o montante de Fornecimento não faturado no valor de R\$ 537.471 mil. Se desconsiderarmos o fornecimento não faturado, a variação dos consumidores cativos é de R\$ 2.048.628 mil. A Elektro Redes contribuiu com R\$ 1.196.330 mil na receita faturada para o mercado cativo, a Celpe com R\$ 893.188 mil, Coelba contribuiu com R\$ 1.259.629 mil e a Cosern com R\$ 383.450 mil – as duas últimas afetadas positivamente pelos efeitos da revisão tarifária.

A energia distribuída no mercado cativo no segundo trimestre de 2018 totalizou 10.674 GWh (considerando o consumo próprio 10 GWh), um aumento no volume de 33% com relação a 2T17, impactada pela contribuição da Elektro Redes com 2.720 GWh. Foi observada nas quatro distribuidoras (Coelba, Celpe, Cosern e Elektro Redes) uma retração do consumo industrial e comercial, influenciada pelo expressivo aumento da migração de consumidores para o mercado livre.

O mercado livre exigiu a entrega de 3.354 GWh de energia durante o trimestre, representando quase o dobro (97%) em relação ao mesmo período do ano anterior, principalmente ocasionada pela contribuição da Elektro Redes (1.583 GWh). A receita de uso da rede registrou um aumento de R\$ 131.270 mil em relação ao 2T17.

A energia distribuída (cativo + livre) totalizou no 2T18 o volume de 14.028 GWh (considerando o consumo próprio de 10 GWh), um acréscimo de 45% comparativamente ao período de 2017, influenciado, principalmente, pela carga da Elektro (4.303 GWh).

Na receita consolidada de suprimento de energia no segundo trimestre de 2018 foi verificado um aumento de R\$ 638.922 mil quando comparada ao mesmo período de 2017. Os contratos firmados pela NC Energia no ambiente livre movimentaram em torno de 1.303 MWh, 16% superior que 2T17. A Elektro Comercializadora contribuiu com cerca de 140MWh, equivalente a R\$ 64.875 mil em 2T18.

A variação positiva de R\$ 344.370 mil, 231% nos “Valores a receber da parcela A e outros itens financeiros” entre o segundo trimestre de 2017 e o segundo trimestre de 2018 deve-se principalmente ao fato de, para Elektro e Coelba, o período anterior (2017) ter sido caracterizado pela devolução do saldo homologado em agosto/2016, enquanto no segundo trimestre de 2018 o cenário é de recebimento do saldo homologado agosto/2017. Cabe destacar que tal variação não impacta a Receita Operacional Líquida visto que possui contrapartida no faturamento da Companhia.

3.3. Deduções da Receita Bruta

As Deduções da Receita Bruta registraram um aumento de R\$ 852.750 mil comparativamente ao segundo trimestre de 2017, em função do maior volume de impostos incidentes sobre a receita, consequência do maior volume faturado no ano. Quando comparado ao segundo de 2017, os impostos apresentaram um aumento de 39% (R\$ 612.144 mil).

A Neoenergia encerrou o segundo trimestre de 2018 com Receita Operacional Líquida de R\$ 6.420.849 mil, um aumento de 49% (R\$ 2.104.201 mil) em relação ao mesmo período do ano anterior.

DEDUÇÕES DA RECEITA BRUTA (em R\$ mil)	2T18	2T17	2T18 X 2T17		6M18	6M17	6M18 X 6M17	
			R\$	%			R\$	%
Receita Operacional Bruta	9.229.196	6.272.245	2.956.951	47,14	17.527.005	11.873.552	5.653.453	47,61
Deduções da Receita Bruta	(2.808.347)	(1.955.597)	(852.750)	43,61	(5.556.358)	(3.818.230)	(1.738.128)	45,52
IMPOSTOS (ICMS / PIS / COFINS / ISS)	(2.196.418)	(1.584.274)	(612.144)	38,64	(4.379.858)	(3.081.988)	(1.297.870)	42,11
ICMS	(1.404.842)	(1.046.903)	(357.939)	34,19	(2.871.180)	(2.072.032)	(799.148)	38,57
PIS	(140.476)	(95.189)	(45.287)	47,58	(267.718)	(178.050)	(89.668)	50,36
COFINS	(647.013)	(439.003)	(208.010)	47,38	(1.233.278)	(825.842)	(407.436)	49,34
ISS	(4.087)	(3.179)	(908)	28,56	(7.682)	(6.064)	(1.618)	26,68
ENCARGOS SETORIAIS	(611.929)	(371.323)	(240.606)	64,80	(1.176.500)	(736.242)	(440.258)	59,80
Quota para reserva global de reversão - RGR	(381)	(412)	31	(7,52)	(768)	(824)	56	(6,80)
Conta de desenvolvimento energético - CDE	(600.311)	(252.248)	(348.063)	137,98	(1.071.401)	(542.965)	(528.436)	97,32
Programa de Eficiência Energética - PEE	(24.872)	(16.005)	(8.867)	55,40	(47.373)	(30.153)	(17.220)	57,11
Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico - FNDCT	(9.950)	(6.402)	(3.548)	55,42	(18.949)	(12.219)	(6.730)	55,08
Empresa de Pesquisa Energética - EPE	(3.549)	(3.201)	(348)	10,87	(6.888)	(6.108)	(780)	12,77
Pesquisa e desenvolvimento - P&D	92.232	(9.971)	102.203	(1025,00)	77.852	(19.904)	97.756	(491,14)
Encargos do Consumidor - PROINFA	(9.604)	(7.375)	(2.229)	30,22	(18.275)	(15.159)	(3.116)	20,56
Encargos do Consumidor - CCRBT	(50.673)	(71.331)	20.658	(28,96)	(81.498)	(100.464)	18.966	(18,88)
Outros (FNDCT / EPE / PROINFA / TFSEE / PEE / P&D)	(4.821)	(4.378)	(443)	10,12	(9.200)	(8.446)	(754)	8,93
Receita Operacional Líquida	6.420.849	4.316.648	2.104.201	48,75	11.970.647	8.055.322	3.915.325	48,61

3.4. Custos e Despesas Operacionais

CUSTOS E DESPESAS (em R\$ mil)	2T18	2T17	2T18 X 2T17		6M18	6M17	6M18 X 6M17	
			R\$	%			R\$	%
Não-gerenciáveis	(3.767.004)	(2.345.611)	(1.421.393)	60,60	(6.890.455)	(4.085.283)	(2.805.172)	68,67
Energia Elétrica Comprada para Revenda	(3.030.025)	(2.162.070)	(867.955)	40,14	(5.452.075)	(3.663.796)	(1.788.279)	48,81
Encargos de Uso do Sistema de Distribuição e Transmissão	(630.248)	(79.567)	(550.681)	692,10	(1.212.217)	(219.969)	(992.248)	451,09
Combustível para produção de energia	(106.731)	(103.974)	(2.757)	2,65%	(226.163)	(201.518)	(24.645)	12,23
Gerenciáveis	(888.481)	(697.995)	(190.486)	27,29	(1.798.179)	(1.383.540)	(414.639)	29,97
Pessoal	(334.429)	(233.190)	(101.239)	43,41	(663.348)	(452.386)	(210.962)	46,63
Material	(36.028)	(21.905)	(14.123)	64,47	(67.364)	(40.870)	(26.494)	64,83
Serviços de terceiros	(403.921)	(362.493)	(41.428)	11,43	(806.472)	(707.551)	(98.921)	13,98
Provisões Líquidas - PCLD	(65.294)	(87.397)	22.103	(25,29)	(153.265)	(145.044)	(8.221)	5,67
Provisões Líquidas - Contingências	(31.975)	(34.594)	2.619	(7,57)	(62.776)	(65.848)	3.072	(4,67)
Outros	(16.834)	41.584	(58.418)	(140,48)	(44.954)	28.159	(73.113)	(259,64)
Total (Gerenciáveis + Não Gerenciáveis)	(4.655.485)	(3.043.606)	(1.611.879)	52,96	(8.688.634)	(5.468.823)	(3.219.811)	58,88
Depreciação e amortização	(275.742)	(190.210)	(85.532)	44,97	(545.472)	(372.647)	(172.825)	46,38
Custos de construção	(668.661)	(538.653)	(130.008)	24,14	(1.193.333)	(1.086.672)	(106.661)	9,82
Total	(5.599.888)	(3.772.469)	(1.827.419)	48,44	(10.427.439)	(6.928.142)	(3.499.297)	50,51

Os Custos e Despesas Operacionais no 2T18 atingiram o montante de R\$ 5.599.888 mil, apresentando um aumento de R\$ 1.827.419 mil, que equivale a 48% em relação ao segundo trimestre de 2017, impactados pela consolidação dos custos dos ativos incorporados em agosto de 2017. Além disto, as quatro distribuidoras apresentaram, no segundo trimestre de 2017, significativo aumento dos custos não gerenciáveis principalmente em função dos encargos de uso de sistema de transmissão, afetados pelo reajuste tarifário da Rede Básica vigente a partir de julho de 2017, autorizado pelo REH 2.259/2017 da Aneel. Também houve aumento dos custos do Encargo de Energia de Reserva no montante de R\$ 113.420 mil devido

à recomposição da Conta de Energia de Reserva (CONER), determinado pelo Despacho ANEEL 3677/2017, no período de fevereiro a junho/2018. Na Coelba, a variação dos custos não gerenciáveis foi de 21% (R\$ 207.699), na Cosern de 11% (R\$ 34.497 mil), na Celpe de 12% (R\$ 91.954 mil) e na Elektro Redes de 36% (290.605 mil). O aumento de 40% (R\$ 867.955 mil) dos custos da energia elétrica comprada para revenda quando comparados aos montantes registrados no segundo trimestre de 2017, foi decorrente principalmente das variações (i) de R\$ 892.459 mil com energia adquirida através de leilão no ambiente regulado devido ao reajuste das tarifas e maior volume adquirido no período quando comparado a 2T17 e (ii) De R\$ 107.209 mil com os custos variáveis de MCP – Mercado de Curto Prazo – em relação ao mesmo período de 2017. Esse aumento foi parcialmente compensado pela redução de R\$ 100.060 mil no volume de energia adquirida no mercado livre (ACL) e pela redução de R\$ 64.572 mil no volume de energia adquirida no mercado de curto prazo. Entretanto, vale ressaltar que, de acordo com as normas tarifária vigentes, quaisquer variações nos custos não gerenciáveis têm garantia de repasse tarifário, garantindo o equilíbrio econômico-financeiro das distribuidoras, ainda que temporalmente afetem o fluxo de caixa da Companhia.

Os custos e despesas gerenciáveis registrados no segundo trimestre de 2018 (R\$ 888.481 mil) apresentaram aumento de 27% quando comparados ao montante registrado no mesmo período de 2017 (R\$ 697.995 mil). Essa variação, de R\$ 190.486 mil, é basicamente em função dos custos gerenciáveis da Elektro Redes, incorporada à Neoenergia em agosto de 2017. A distribuidora contribuiu com R\$ 148.499 mil no período, dos quais R\$ 79.007 mil (equivalente a 53% do total) são referentes a gastos com pessoal e R\$ 28.176 mil (19%) são referentes a serviços de terceiros. Se desconsiderarmos o custo adicional da Elektro Redes no comparativo com o segundo trimestre de 2017, os custos e despesas gerenciáveis consolidados reduzem para R\$ 739.982 mil, apenas 6% acima do montante registrado em 2017 (R\$ 697.995 mil), variação menor que a inflação acumulada em 12 meses, que em junho atingiu o patamar de 6,92% de acordo com dados divulgados pela Fundação Getúlio Vargas (FGV), refletindo as ações para otimização de custos conduzidas pela Companhia. Individualmente, três das quatro distribuidoras – Celpe, Cosern e Elektro – lograram reduzir seus custos gerenciáveis quando comparados aos valores registrados no segundo semestre de 2017 em 18%, 4% e 5%, respectivamente.

3.5. 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:

Conciliação EBITDA (R\$ mil)	2T18	2T17	2T18 X 2T17		6M18	6M17	6M18 X 6M17	
			R\$	%			R\$	%
Lucro Líquido Consolidado	383.416	129.266	254.150	196,61	671.190	274.702	396.488	144,33
Lucro atribuído aos Acionistas Minoritários	19.938	14.368	5.570	38,77	29.042	29.162	(120)	(0,41)
Lucro líquido do período	403.354	143.634	259.720	180,82	700.232	303.864	396.368	130,44
Despesas financeiras	(1.989.392)	(771.069)	(1.218.323)	158,00	(3.155.705)	(1.658.344)	(1.497.361)	90,29
Receitas financeiras	1.712.717	440.402	1.272.315	288,90	2.588.573	1.001.849	1.586.724	158,38
Imposto de renda e contribuição social	(123.327)	(51.112)	(72.215)	141,29	(254.562)	(135.267)	(119.295)	88,19
Depreciação e Amortização	(275.742)	(190.210)	(85.532)	44,97	(545.472)	(372.647)	(172.825)	46,38
Amortização de mais-valia	(45.719)	(18.973)	(26.746)	140,97	(91.439)	(37.672)	(53.767)	142,72
EBITDA	1.124.817	734.596	390.221	53,12	2.158.837	1.505.945	652.892	43,35

A Neoenergia consolidou em 2T18 o EBITDA de R\$ 1.124.817 mil com aumento de 53%, equivalente a R\$ 390.212 mil, em relação ao 2T17. Na composição do EBITDA, o segmento de Redes representa 83% (R\$ 934.514 mil) e o segmento de Renováveis representa 17% (R\$ 186.320 mil). No acumulado de seis meses, a Companhia registrou crescimento de 43%,

impactado positivamente pela incorporação da Elektro Redes e pelos resultados positivos das revisões tarifárias e ações de otimização dos custos operacionais, principalmente para o segmento de redes.

3.6. Resultado Financeiro

Receitas Financeira (em R\$ mil)	2T18	2T17	2T18 X 2T17		6M18	6M17	6M18 X 6M17	
			R\$	%			R\$	%
Renda de aplicações financeiras	78.544	49.546	28.998	58,53	142.704	83.925	58.779	70,04
Juros, comissões e acréscimo moratório de energia	46.663	33.417	13.246	39,64	86.490	66.099	20.391	30,85
Variações monetárias e cambiais	495.421	135.226	360.195	266,37	835.419	489.843	345.576	70,55
Instrumentos financeiros derivativos	1.078.653	208.996	869.657	416,11	1.388.952	322.871	1.066.081	330,19
Atualização de depósitos judiciais	4.510	5.584	(1.074)	(19,23)	9.969	11.750	(1.781)	(15,16)
Atualização do ativo financeiro setorial	15.358	(296)	15.654	(5288,51)	18.625	81	18.544	22893,83
(-) PIS e COFINS sobre receita financeira	(11.341)	(5.215)	(6.126)	117,47	(20.337)	(9.602)	(10.735)	111,80
Outras receitas financeiras	4.909	13.144	(8.235)	(62,65)	126.751	36.882	89.869	243,67
Total	1.712.717	440.402	1.272.315	288,90	2.588.573	1.001.849	1.586.724	158,38

Despesas Financeira (em R\$ mil)	2T18	2T17	2T18 X 2T17		6M18	6M17	6M18 X 6M17	
			R\$	%			R\$	%
Encargos de dívidas	(503.143)	(196.354)	(306.789)	156,24	(748.189)	(394.144)	(354.045)	89,83
Variações monetárias e cambiais	(1.315.508)	(382.064)	(933.444)	244,32	(1.727.699)	(637.931)	(1.089.768)	170,83
Instrumentos financeiros derivativos	(27.566)	(50.494)	22.928	(45,41)	(350.165)	-	(350.165)	-
Benefícios pós-emprego e outros benefícios	(23.584)	(22.923)	(661)	2,88	(47.169)	(45.846)	(1.323)	2,89
IOF	(5.795)	(6.524)	729	(11,17)	(10.816)	(11.600)	784	(6,76)
Encargos P&D/PEE	(3.165)	(2.694)	(471)	17,48	(6.283)	(5.832)	(451)	7,73
Atualização do passivo financeiro setorial	-	(7.419)	7.419	(100,00)	-	(14.681)	14.681	(100,00)
Atualização provisão para contingências	(21.450)	(26.194)	4.744	(18,11)	(45.826)	(40.727)	(5.099)	12,52
Outras despesas financeiras	(89.181)	(76.403)	(12.778)	16,72	(219.558)	(507.583)	288.025	(56,74)
Total	(1.989.392)	(771.069)	(1.218.323)	158,00	(3.155.705)	(1.658.344)	(1.497.361)	90,29

RESULTADO FINANCEIRO LÍQUIDO (em R\$ mil)	2T18	2T17	2T18 X 2T17		6M18	6M17	6M18 X 6M17	
			R\$	%			R\$	%
Renda de aplicações financeiras	78.544	49.546	28.998	58,53	142.704	83.925	58.779	70,04
Juros, comissões e acréscimo moratório	46.663	33.417	13.246	39,64	86.490	66.099	20.391	30,85
Encargos de dívida, variações monetárias e cambiais	(1.323.230)	(443.192)	(880.038)	198,57	(1.640.469)	(542.232)	(1.098.237)	202,54
Instrumentos financeiros derivativos	1.051.087	158.502	892.585	563,14	1.038.787	322.871	715.916	221,73
Atualização provisão para contingências / depósitos judiciais	(16.940)	(20.610)	3.670	(17,81)	(35.857)	(28.977)	(6.880)	23,74
Atualização do ativo / passivo financeiro setorial	15.358	(7.715)	23.073	(299,07)	18.625	(14.600)	33.225	(227,57)
Obrigações pós-emprego	(23.584)	(22.923)	(661)	2,88	(47.169)	(45.846)	(1.323)	2,89
Outras receitas (despesas) financeiras líquidas	(104.573)	(77.692)	(26.881)	34,60	(130.243)	(497.735)	367.492	(73,83)
Total	(276.675)	(330.667)	53.992	(16,33)	(567.132)	(656.495)	89.363	(13,61)

O Resultado Financeiro Líquido da Neoenergia no segundo trimestre de 2018 foi uma despesa de R\$ 276.675 mil, montante R\$ 53.992 mil inferior à despesa financeira apresentada no resultado do passivo financeiro do segundo trimestre de 2017 (R\$ 330.667 mil).

Para as linhas de Encargos de dívida, variações monetárias e cambiais e Instrumentos financeiros derivativos as despesas maiores em R\$ 880.038 mil no resultado líquido são explicadas pelos seguintes fatores:

- (i) No 2T18 houve um aumento de 52,8% no volume médio de dívida nas empresas da Neoenergia em relação ao mesmo período do ano anterior. O efeito da incorporação do Grupo Elektro Holding, incluindo os parques da Força Eólica que não eram consolidadas anteriormente, contribuiu para o aumento das despesas com dívida em 2T18. Adicionalmente, o Grupo Neoenergia captou por meio de suas subsidiárias o montante de R\$ 4,8 bilhões via Resolução nº4131, BEI, debêntures e NPs. Esse efeito combinado dos fatores representou uma variação desfavorável de R\$ 125.870 mil, comparado ao mesmo período de 2017.
- (ii) Além disso, a redução dos juros incorporados aos investimentos (Juros sobre Obras em Andamento – JOA) representou em um efeito desfavorável de R\$ 15.082 mil;

- (iii) Em contrapartida, a queda do CDI e da Taxa de Juros de Longo Prazo (TJLP) – principais indexadores da dívida consolidada – resultou em redução do custo médio da dívida, registrando uma variação favorável de R\$ 133.426 mil nas despesas financeiras com dívida no 2T18 em comparação ao mesmo período de 2017.

Para a linha de Receita de Aplicações Financeiras o resultado positivo comparado ao 2T17, de R\$ 28.998 mil foi devido, principalmente, ao aumento de volume das disponibilidades, efeito relacionado à incorporação da Elektro e das capitalizações aportadas pelos sócios na Neoenergia (R\$ 1.100 milhões em 27 de dezembro de 2017 e R\$ 1.000 milhão em 26 de março de 2018), impactando positivamente em R\$ 47.471 mil. Em contrapartida, ocorreu a redução de 0,98 pontos percentuais no CDI acumulado no período, impactando negativamente a renda de aplicação financeira em R\$ 18.473 mil.

Na tabela abaixo apresentamos os principais indexadores:

Índices	2T18	2T17	Δ	%
CDI	1,56%	2,54%	(0,98%)	-38,58%
TJLP	6,60%	7,00%	(0,40%)	-5,71%
USD	3,8558	3,3082	0,55 p.p.	16,55%
IPCA	1,89%	0,22%	1,67%	760,76%

3. ENDIVIDAMENTO

4.1. Perfil da Dívida

Em Junho de 2018, a dívida bruta consolidada da Neoenergia, incluindo empréstimos, debêntures e instrumentos financeiros, foi de R\$ 19.228.054 mil (dívida líquida R\$ 14.145.215 mil), apresentando um crescimento de 11% em relação a Dezembro de 2017. O valor do endividamento total em Junho de 2018, da Neoenergia contava com 77% da dívida contabilizada no longo prazo e 23% no curto prazo.

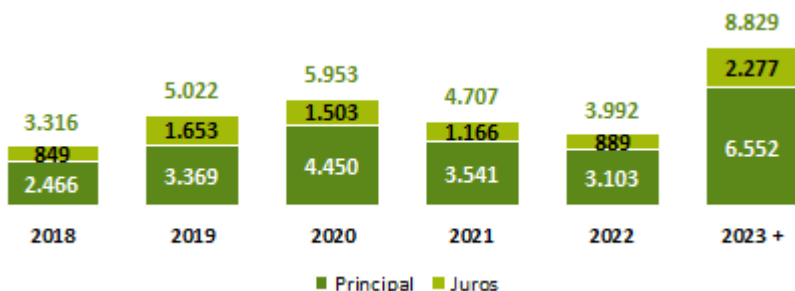
Devido à incorporação da Elektro Holding S.A. pela Companhia, em 24 de Agosto de 2017, após a consolidação contábil, nos termos do Pronunciamento Técnico CPC 36 – Demonstrações Consolidadas, a Companhia reconheceu, no momento da incorporação, o saldo de todas as linhas de balanço, incluindo, mas não se limitando, a dívida total. Entretanto, o resultado da Companhia combinado com o da Elektro passou a ser consolidado apenas a partir da data da incorporação. Em decorrência desse critério contábil assimétrico entre as linhas de balanço e resultado, há o descasamento temporal na consolidação, o que afeta de maneira desproporcional a apuração do EBITDA e do Resultado Financeiro, acarretando o descumprimento de obrigações, por parte da Companhia, de manutenção de indicadores calculados com base no EBITDA e no Resultado Financeiro, previstos originalmente nos contratos financeiros.

Nesse sentido, todos os contratos que preveem apuração de índices financeiros com base nas demonstrações financeiras consolidada da Neoenergia S.A. obtiveram anuência para deixar de apurar os referidos índices por 12 meses, ou foram aditados ou ainda obtiveram anuência prévia para alteração da metodologia de cálculo destes índices financeiros para prever a inclusão do resultado dos últimos 12 meses das companhias que foram ou venham a ser controladas em virtude de processos de incorporação (cálculo pró-forma).

Considerando a apuração Proforma, o indicador EBITDA/Dívida Líquida seria de 3,64 no primeiro semestre de 2018 versus 3,69 em Dezembro, representando uma melhora no perfil de crédito da Companhia.



O gráfico abaixo apresenta o cronograma de vencimentos de principal e juros da dívida (em reais milhões), utilizando as curvas *forward* de mercado para os indexadores e moedas atrelados ao endividamento da Companhia vigente em 30 de junho de 2018. Sendo assim, as informações apresentadas abaixo diferem das do cronograma de vencimentos apresentado nas demonstrações financeiras de 30 de junho de 2018, que considera os índices e moedas realizados no encerramento do período e não as projeções de mercado.



A consolidação das dívidas do grupo possui a maior concentração de dívida no ano de 2020. No segundo semestre de 2018, 72,23% do volume da dívida é representado pelas empresas do grupo Coelba, com amortizações no volume de R\$ 687.069 mil, Elektro Redes com volume de R\$ 605.580 mil, Termope somando R\$ 249.218 mil, Cosern com amortizações no valor de R\$ 239.459.

No ano de 2020 a maior parte da dívida está concentrada nas distribuidoras Coelba e Celpe, com o volume de R\$ 1.500.334 mil e R\$ 1.186.114 mil respectivamente, seguido pela Elektro Redes com o valor de R\$ 519.961 mil de dívida. O volume destas distribuidoras representam 72,06% do total do volume de amortizações do grupo previstas para este período.

4. RATING

4.1. Standard & Poor's

Em 12 de janeiro de 2018, a Standard & Poor's – S&P rebaixou os ratings de crédito corporativo atribuídos à Neoenergia e suas subsidiárias para 'BB-' na Escala Global e 'brAA-'/Perspectiva Estável na Escala Nacional Brasil. Este movimento foi reflexo do rebaixamento do Rating soberano do Brasil, devido à condição de setor regulado em que a Neoenergia está inserida.

Em 24 de janeiro de 2018, a Standard & Poor's – S&P reafirmou os ratings de crédito corporativo de longo prazo 'BB-' na escala global e os de longo e curto prazos 'brAA-/brA-1+'

na Escala Nacional Brasil atribuídos à Neoenergia e suas subsidiárias em 12 de janeiro de 2018. A perspectiva dos ratings corporativos permanece estável.

Em 11 de julho de 2018, a Standard & Poor's – S&P elevou os ratings de acordo com nova metodologia de crédito nas escalas nacional e regionais. Em razão dessa mudança, o rating da Neoenergia elevou-se de brAA- (estável) para brAAA (estável), o que representa a mais alta capacidade geral de uma Companhia para honrar suas obrigações financeiras.

Rating Corporativo - Escala Nacional	2016	2017	2018	
			Até 11/07	A partir de 12/07
NEOENERGIA	AA-	AA-	AA-	AAA
Perspectiva	Negativa	Negativa	Estável	Estável
CELPE	AA-	AA-	AA-	AAA
Perspectiva	Negativa	Negativa	Estável	Estável
COSERN	AA-	AA-	AA-	AAA
Perspectiva	Negativa	Negativa	Estável	Estável
ELEKTRO REDES	AA-	AA-	AA-	AAA
Perspectiva	Negativa	Negativa	Estável	Estável
ITAPEBI (Rating de Emissão)	A+	A+	-	
TERMOPE (Rating de Emissão)	A+	A+	A+	A++
NC Energia (Rating de Emissão)	A+	A+	A+	A++

5.2. Fitch

Em 26 de julho de 2017, a Fitch Ratings atribuiu a nota de crédito AA+, com observação negativa, para o rating corporativo da Elektro Redes. Em 04 de setembro removeu a observação negativa e rebaixou para AA-, com perspectiva estável e em 14 de dezembro, afirmou esta nota de crédito para a Companhia.

Para Calango 6, em 18 de janeiro de 2016, a Fitch atribuiu a nota A+, com perspectiva estável. Em 16 de junho a agência colocou essa nossa de crédito em observação positiva. E em 05 de janeiro de 2018, a Fitch elevou o rating para AA-, com perspectiva estável.

Em relação à Lagoa 1, em 11 de julho de 2017, a Fitch atribuiu o rating A+. Em 02 de outubro, a agência eleva o rating para AA- e em 04 de janeiro de 2018, atribui o rating de AA-, com perspectiva estável.

Rating Corporativo - Escala Nacional	2016	2017	2018
ELEKTRO REDES	-	AA-(bra)	AA-
Perspectiva	-	Estável	Estável
Calango 6 (Rating de Emissão)	A+	A+	AA-
Lagoa 1 (Rating de Emissão)	-	AA-	AA-

5. OUTROS DESTAQUES

6.1. Tarifas

Dois parâmetros importantes que interferem nas Revisões Tarifárias Periódicas das Distribuidoras foram revisados no início de 2018.

Um desses parâmetros é o Custo Médio Ponderado de Capital – WACC. Em março foi publicada a Resolução Normativa nº 807/2018 na qual a ANEEL decidiu prorrogar a vigência do WACC atual de 8,09% até 31/12/2019; e antecipar a revisão metodológica do cálculo do WACC, a ser definida em 2019 e que terão efeito a partir de janeiro de 2020.

O segundo parâmetro é a definição dos Custos Operacionais Regulatórios que foi discutido por meio da audiência pública nº 52/2017 encerrada em janeiro de 2018. Como resultado a ANEEL acatou o pleito de diversos agentes no sentido de reconhecimento tarifário dos custos de desativação e alienação de ativos.

COELBA e COSERN

Em 17 de abril de 2018, a ANEEL aprovou, em reunião pública, as novas tarifas da 4ª Revisão Tarifária Periódica (“RTP 2018”), que entraram em vigor a partir de 22 de abril de 2018, para Coelba e para Cosern. O efeito médio percebido pelos consumidores cativos em relação à tarifa atualmente praticada foi um aumento de 16,95% para os clientes da COELBA e 15,61% para os clientes da Cosern, conforme nível de tensão a seguir:

Grupo de Consumo	Efeito Médio para o consumidor da COELBA	Efeito Médio para o consumidor da COELBA
AT - Alta Tensão (>2,3kV)	16,17%	17,47%
BT - Baixa Tensão (<2,3kV)	17,27%	14,88%
Efeito tarifário médio AT+BT	16,95%	15,61%

CELPE

Atualmente vigoram os valores homologados no reajuste tarifário de 2018 da Celpe na qual, por meio da Resolução Homologatória nº 2.388/2018, foram homologadas novas tarifas cujo efeito tarifário médio percebido pelos consumidores foi de:

Grupo de Consumo	Varição Tarifária
AT - Alta Tensão (>2,3kV)	9,90%
BT - Baixa Tensão (<2,3kV)	8,47%
Efeito tarifário médio AT + BT	8,89%

As tarifas entraram em vigor a partir do dia 29 de abril de 2018 com vigência até 28 de abril de 2019, quando a ANEEL irá publicar o novo reajuste tarifário anual da distribuidora.

A Celpe passou por Revisão Tarifária Periódica em 2017. A próxima Revisão Tarifária Periódica da Celpe ocorrerá em 2021.

ELEKTRO

Atualmente vigoram os valores homologados no reajuste tarifário de 2017 da Elektro no qual, por meio da Resolução Homologatória nº 2.290/2017, foram homologadas novas tarifas cujo efeito tarifário médio percebido pelos consumidores na época foi de:

Grupo de Consumo	Varição Tarifária
AT - Alta Tensão (>2,3kV)	10,27%
BT - Baixa Tensão (<2,3kV)	10,47%
Efeito tarifário médio AT+BT	10,40%

As tarifas entraram em vigor a partir do dia 27 de agosto de 2017 com vigência até 26 de agosto de 2018, quando a ANEEL irá publicar o novo reajuste tarifário anual da distribuidora.

A Elektro passou por Revisão Tarifária Periódica em 2015. A próxima Revisão Tarifária Periódica da Elektro ocorrerá em 2019.

6.2. Bandeiras Tarifárias

O sistema de bandeiras tarifárias tem como finalidade indicar para os consumidores se a energia custará mais ou menos, em função das condições de geração de energia elétrica, e visa cobrir os custos adicionais de geração térmica, os custos com compra de energia no mercado de curto prazo, ESS e o risco hidrológico.

O sistema possui três classificações de bandeiras que indicam se a energia custará mais ou menos, em função das condições de geração de eletricidade.

Os intervalos de valores por kWh são detalhados abaixo:

Bandeira verde: A tarifa não sofre nenhum acréscimo.

- (i) Bandeira amarela: A tarifa sofre acréscimo de R\$ 0,01 para cada quilowatt-hora (kWh) consumido. Ou seja, R\$ 1,00 para cada 100 kWh consumidos, sem contar com os impostos.
- (ii) Bandeira vermelha patamar 1: A tarifa sofre acréscimo de R\$ 0,03 para cada quilowatt-hora (kWh) consumido. Ou seja, R\$ 3,00 para cada 100 kWh consumidos, sem contar com os impostos.
- (iii) Bandeira vermelha patamar 2: A tarifa sofre acréscimo de R\$ 0,05 para cada quilowatt-hora (kWh) consumido. Ou seja, R\$ 5,00 para cada 100 kWh consumidos, sem contar com os impostos.

Abaixo as bandeiras acionadas nos últimos meses:

	Cor da Bandeira	
	2018	2017
jan	Verde	Verde
fev	Verde	Verde
mar	Verde	Amarela
abr	Verde	Vermelha 1
mai	Amarela	Vermelha 1
jun	Vermelha 2	Verde

6. DISCLAIMER

Esse documento foi preparado pela Neoenergia S.A. ("NEOENERGIA"), 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 nas Demonstrações Financeiras Intermediárias.

Demais informações sobre a empresa podem ser obtidas no Formulário de Referência, disponível no site da CVM e no site de Relações com Investidores da NEOENERGIA.