



**Neoenergia**  
**Release**  
**Em 30 de Setembro de 2017 e 2016**

(Valores expressos em milhares de reais, exceto quando especificado de outra forma)

**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 pode conter declarações e apresentar expectativas e projeções da NEOENERGIA sobre eventos futuros. Eventuais expectativas podem envolver vários riscos e incertezas, e, desta forma, resultados ou consequências diferentes daqueles aqui discutidos e antecipados não podem ser garantidos pela Companhia.

Informações relevantes ocorridas no período e utilizadas pela Administração na gestão da Companhia estão evidenciadas neste documento e nas Informações Contábeis 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.

## Resultado do Período

Demonstração de Resultado - R\$ mil	Trimestre		Acumulado		Variação (R\$)		Variação (%)	
	3T17	3T16	9M17	9M16	Trimestral	Acumulada	Trimestral	Acumulada
Receita bruta	8.103.007	5.397.114	19.976.559	16.058.796	2.705.893	3.917.763	50,14	24,40
Dedução da receita bruta	(2.256.105)	(1.721.324)	(6.074.335)	(5.221.643)	(534.781)	(852.692)	31,07	16,33
<b>Receita líquida</b>	<b>5.846.902</b>	<b>3.675.790</b>	<b>13.902.224</b>	<b>10.837.153</b>	<b>2.171.112</b>	<b>3.065.071</b>	<b>59,07</b>	<b>28,28</b>
Custos de bens e/ou serviços vendidos	(5.063.128)	(2.959.134)	(11.298.280)	(8.355.626)	(2.103.994)	(2.942.654)	71,10	35,22
<b>Resultado bruto</b>	<b>783.774</b>	<b>716.656</b>	<b>2.603.944</b>	<b>2.481.527</b>	<b>67.118</b>	<b>122.417</b>	<b>9,37</b>	<b>4,93</b>
Despesas com vendas e gerais adm.	(327.954)	(352.030)	(1.020.944)	(1.028.405)	24.076	7.461	(6,84)	(0,73)
Resultado de participações	(92.662)	(49.337)	(124.216)	(53.811)	(43.325)	(70.405)	87,81	130,84
<b>Resultado do serviço</b>	<b>363.158</b>	<b>315.289</b>	<b>1.458.784</b>	<b>1.399.311</b>	<b>47.869</b>	<b>59.473</b>	<b>15,18</b>	<b>4,25</b>
(-) Amortização e Depreciação	253.265	200.946	663.585	589.262	52.319	74.323	26,04	12,61
<b>EBITDA<sup>1</sup></b>	<b>616.423</b>	<b>516.235</b>	<b>2.122.369</b>	<b>1.988.573</b>	<b>100.188</b>	<b>133.796</b>	<b>19,41</b>	<b>6,73</b>
Resultado Financeiro	(358.083)	(324.664)	(1.014.578)	(946.833)	(33.419)	(67.745)	10,29	7,15
<b>Lucro antes dos impostos e contribuições</b>	<b>5.075</b>	<b>(9.375)</b>	<b>444.206</b>	<b>452.478</b>	<b>14.450</b>	<b>(8.272)</b>	<b>(154,13)</b>	<b>(1,83)</b>
IRPJ e CSLL	(20.955)	(6.072)	(156.222)	(151.678)	(14.883)	(4.544)	245,11	3,00
<b>Lucro (Prejuízo) Líquido Antes das Part. Minoritárias</b>	<b>(15.880)</b>	<b>(15.447)</b>	<b>287.984</b>	<b>300.800</b>	<b>(433)</b>	<b>(12.816)</b>	<b>2,80</b>	<b>(4,26)</b>
<b>Lucro (Prejuízo) Líquido</b>	<b>(18.436)</b>	<b>(20.964)</b>	<b>256.266</b>	<b>269.499</b>	<b>2.528</b>	<b>(13.233)</b>	<b>(12,06)</b>	<b>(4,91)</b>
<b>Lucro Líquido Part. Minoritárias</b>	<b>2.556</b>	<b>5.517</b>	<b>31.718</b>	<b>31.301</b>	<b>(2.961)</b>	<b>417</b>	<b>(53,67)</b>	<b>1,33</b>

<sup>1</sup>EBITDA = Lucro antes dos imposto, resultado financeiro, depreciação e amortização

### SUMÁRIO EXECUTIVO

- **EBITDA** acumulado nos 9 primeiros meses de 2017 de **R\$ 2,12 bilhões**, um aumento de 6,73% em relação aos primeiro nove meses de 2016 (R\$ 133,8 milhões).
- Evolução no 3T17 em seus **principais indicadores** frente a igual período de 2016. Redução do **DEC** de 3,76%, 2,01% e 11,49%, respectivamente para Coelba, Celpe e Elektro Redes e para Cosern houve um aumento de 0,81%. O **FEC** da Coelba caiu 2,33% e o da Elektro Redes, 2,35%. Para a Celpe e Cosern houve um aumento de 0,68% e 1,76%, respectivamente, nesse indicador. Fechamos o trimestre abaixo dos limites regulatórios para as quatro empresas.
- Redução das **Perdas** em todas as nossas Distribuidoras: Coelba (-0,01 p.p.), Celpe (0,15 p.p.), Cosern (-1,03 p.p.) e Elektro Redes (-0,30 p.p.)
- **Energia distribuída (cativo + livre)**, considerando o efeito da incorporação da Elektro Holding pela Neoenergia, apresentou um aumento de 16,68%. Se consideradas apenas Coelba, Celpe e Cosern, o volume de energia distribuída permaneceu estável, com uma ligeira queda de 1,79% quando comparada ao terceiro trimestre de 2016.

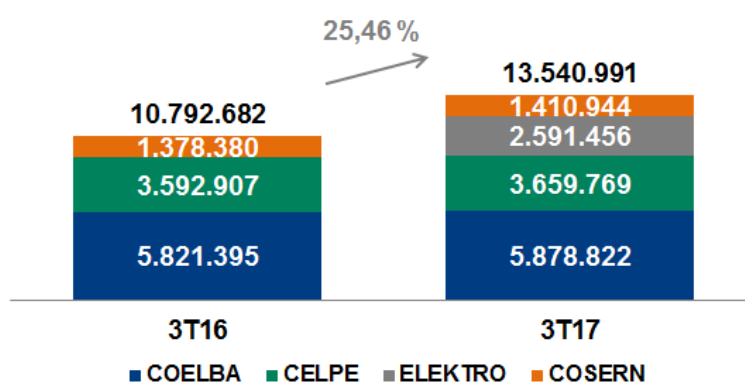
## 2. DISTRIBUIÇÃO

### 2.1. Número de Consumidores Ativos

No 3T17, com a incorporação da Elektro Redes, as distribuidoras do Grupo Neoenergia alcançaram, em conjunto, aproximadamente, um total de 13.541 mil de consumidores ativos, crescimento de 25,46%, adicionando 2.748 mil novos clientes em relação ao mesmo período do ano anterior.

A concentração dos consumidores é verificada na classe residencial, que representa 87,57% dos clientes das distribuidoras, registrando um crescimento de 24,87% e um incremento de 2.361 mil novos consumidores em relação ao mesmo período de 2016.

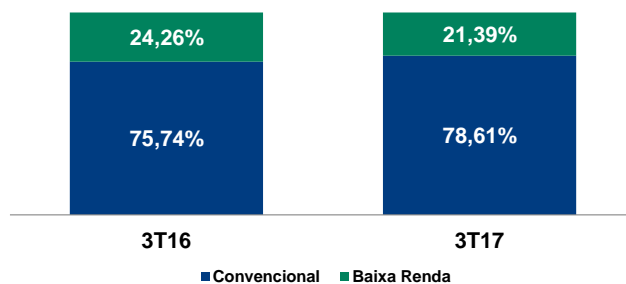
Descrição	Evolução do Número de Consumidores					
	3T16	3T17	Variação Vertical %		Variação Horizontal %	
			3T16	3T17	3T17 / 3T16	
Residencial	9.496.342	11.857.701	71,21%	87,57%	2.361.359	24,87%
Industrial	22.213	43.690	0,17%	0,32%	21.477	96,69%
Comercial	696.879	896.716	5,23%	6,62%	199.837	28,68%
Rural	444.171	580.528	3,33%	4,29%	136.357	30,70%
Poder Público	83.985	101.982	0,63%	0,75%	17.997	21,43%
Iluminação Pública	30.149	36.829	0,23%	0,27%	6.680	22,16%
Serviço Público	17.938	22.364	0,13%	0,17%	4.426	24,67%
<b>Subtotal</b>	<b>10.791.677</b>	<b>13.539.810</b>	<b>80,93%</b>	<b>99,99%</b>	<b>2.748.133</b>	<b>25,47%</b>
Consumo Próprio	977	1.155	0,01%	0,01%	178	18,22%
Suprimento	28	26	0,00%	0,00%	(2)	-7,14%
<b>Total</b>	<b>10.792.682</b>	<b>13.540.991</b>	<b>80,94%</b>	<b>100,00%</b>	<b>2.748.309</b>	<b>25,46%</b>



## 2.2. Número de Consumidores Baixa Renda

O número de consumidores residenciais em setembro de 2017 nas Distribuidoras do Grupo representou 87,57% do total de clientes/contratos ativos, e destes 21,39% são consumidores enquadrados como residencial baixa renda, em conformidade com a Lei nº. 12.212/2010, regulamentada pela Resolução ANEEL nº. 414/2010, que define o reenquadramento dos clientes nos novos critérios adotados pela Agência Reguladora para a concessão do benefício social, baseados não apenas no consumo, mas em índices de renda e adesão aos demais programas sociais do governo federal.

Descrição	Evolução do número de Consumidores Residenciais	
	3T16	3T17
Convencional	7.192.424	9.321.703
Baixa Renda	2.303.918	2.535.998
<b>Total</b>	<b>9.496.342</b>	<b>11.857.701</b>



### 2.3. Energia Distribuída

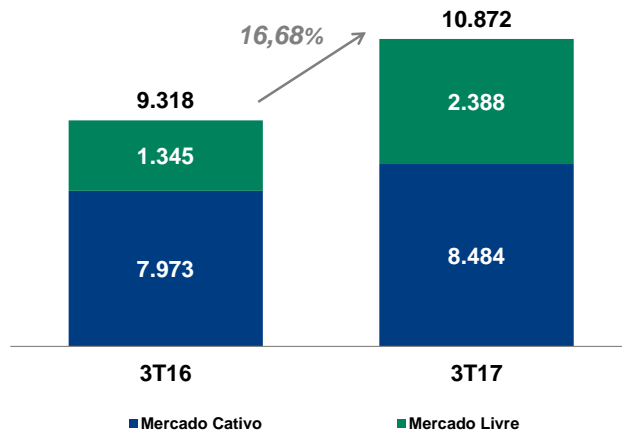
A Energia Distribuída (cativo + livre) no 3T17 pela Neoenergia alcançou 10.872 GWh, um aumento de 16,68% em relação ao registrado no mesmo período de 2016. Este aumento no terceiro trimestre de 2017 é, majoritariamente, devido ao efeito da incorporação da Elektro Holding pela Neoenergia, sendo considerado para esse cálculo apenas o período após incorporação.

Se consideradas apenas Coelba, Celpe e Cosern, o volume de energia distribuída permaneceu estável, com uma ligeira queda de 1,79% quando comparada ao terceiro trimestre de 2016, impactada, principalmente, pela conjuntura econômica desfavorável, aumento no volume de chuvas e redução na temperatura média.

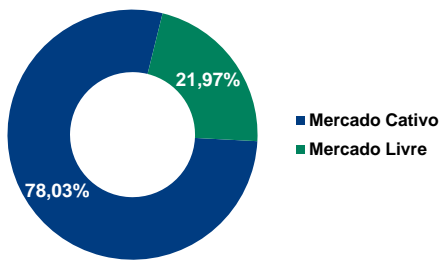
As Distribuidoras do Grupo Neoenergia – sem considerar a incorporação da Elektro Redes - apresentaram redução no mercado cativo, como consequência da migração dos clientes cativos para o mercado livre, que apresentou um expressivo crescimento nas respectivas distribuidoras.

Descrição	Energia Distribuída (GWh)				
	Mercado	3T16	3T17	Variação Horizontal % 3T17 vs 3T16	
COELBA	Mercado Cativo	4.164	3.814	(350)	-8,41%
	Mercado Livre	569	861	292	51,35%
	<b>Subtotal</b>	<b>4.733</b>	<b>4.675</b>	<b>(58)</b>	<b>-1,23%</b>
CELPE	Mercado Cativo	2.639	2.481	(158)	-5,98%
	Mercado Livre	560	648	88	15,74%
	<b>Subtotal</b>	<b>3.198</b>	<b>3.129</b>	<b>(70)</b>	<b>-2,18%</b>
COSERN	Mercado Cativo	1.170	1.100	(70)	-5,97%
	Mercado Livre	217	248	31	14,41%
	<b>Subtotal</b>	<b>1.387</b>	<b>1.348</b>	<b>(39)</b>	<b>-2,78%</b>
ELEKTRO REDES <sup>1</sup>	Mercado Cativo	-	1.089	1.089	-
	Mercado Livre	-	632	632	-
	<b>Subtotal</b>	<b>-</b>	<b>1.721</b>	<b>1.721</b>	<b>-</b>
<b>TOTAL</b>		<b>9.318</b>	<b>10.872</b>	<b>1.554</b>	<b>16,68%</b>

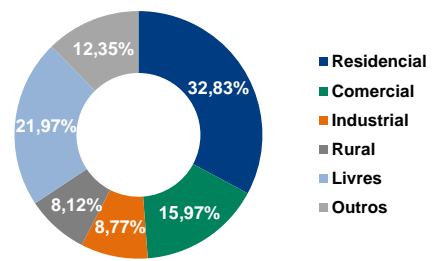
Nota 1: Elektro Redes com dados entre 24/8 e 30/9/2017



Participação por Mercado 3T17 (%)



Participação por Classe do Mercado Cativo 3T17 (%)



## 2.4. Comportamento do Mercado Cativo

Classe	3T16		3T17		Variação 3T16/3T17		Participação 3T17	
	Receita (R\$ mm)	Volume (GWh)	Receita (R\$ mm)	Volume (GWh)	Receita	Volume	Receita	Volume
<b>COELBA</b>								
Residencial	919	1.590	960	1.556	4,4%	-2,2%	47,9%	40,8%
Industrial	255	614	198	408	-22,4%	-33,5%	9,9%	10,7%
Comercial	473	775	478	728	1,0%	-6,1%	23,9%	19,1%
Rural	134	518	146	507	9,0%	-2,1%	7,3%	13,3%
Outras Classes <sup>1</sup>	224	666	220	614	-2,0%	-7,8%	11,0%	16,1%
<b>Subtotal COELBA</b>	<b>2.006</b>	<b>4.164</b>	<b>2.002</b>	<b>3.814</b>	<b>-0,2%</b>	<b>-8,4%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>
<b>CELPE</b>								
Residencial	634	1.112	672	1.078	6,0%	-3,0%	46,7%	43,4%
Industrial	159	341	145	279	-8,8%	-18,2%	10,1%	11,2%
Comercial	361	601	374	561	3,7%	-6,6%	26,0%	22,6%
Rural	56	168	57	149	1,9%	-11,1%	4,0%	6,0%
Outras Classes <sup>1</sup>	174	417	191	414	9,6%	-0,8%	13,3%	16,7%
<b>Subtotal CELPE</b>	<b>1.384</b>	<b>2.639</b>	<b>1.439</b>	<b>2.481</b>	<b>4,0%</b>	<b>-6,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>
<b>COSERN</b>								
Residencial	256	498	270	489	5,5%	-1,7%	46,6%	44,5%
Industrial	52	121	46	90	-13,2%	-25,3%	7,9%	8,2%
Comercial	138	248	142	231	3,4%	-7,1%	24,6%	21,0%
Rural	37	116	37	109	1,4%	-5,9%	6,4%	9,9%
Outras Classes <sup>1</sup>	78	187	84	181	7,1%	-3,4%	14,5%	16,5%
<b>Subtotal COSERN</b>	<b>561</b>	<b>1.170</b>	<b>579</b>	<b>1.100</b>	<b>3,2%</b>	<b>-6,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>
<b>ELEKTRO REDES<sup>2</sup></b>								
Residencial	-	-	288	446	-	-	44,7%	41,0%
Industrial	-	-	103	175	-	-	16,0%	16,1%
Comercial	-	-	141	216	-	-	21,8%	19,8%
Rural	-	-	46	117	-	-	7,1%	10,7%
Outras Classes <sup>1</sup>	-	-	67	134	-	-	10,4%	12,3%
<b>Subtotal ELEKTRO</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>644</b>	<b>1.088</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>
<b>TOTAL</b>	<b>3.951</b>	<b>7.973</b>	<b>4.664</b>	<b>8.484</b>	<b>18,0%</b>	<b>6,4%</b>	<b>-</b>	<b>-</b>

Nota<sup>1</sup>: Corresponde ao Poder Público, Iluminação Pública, Serviço Público e Consumo Próprio

Nota<sup>2</sup>: Elektro Redes com dados entre 24/8 e 30/9/2017


Com a incorporação da Elektro Redes em 24/08/2017, o mercado cativo as distribuidoras do Grupo registrou, no terceiro trimestre de 2017, o volume total de 8.484 GWh, aumento de 6,4% em relação ao 3T16, equivalente a 511 GWh. A Receita com o Fornecimento de Energia Elétrica alcançou R\$ 4.664 milhões no 3T17, aumento de 18,0% em relação ao mesmo período do ano anterior, devido a fatores que serão detalhados no item 6.2 sobre Receita Operacional.

Destacamos alguns aspectos do comportamento do mercado no 3T17 em relação ao 3T16:

### COELBA

No terceiro trimestre de 2017, o volume total de energia vendida no mercado cativo da Companhia foi de 3.814 GWh, representando uma redução de 8,4% quando comparado com o mesmo período do ano anterior. A Receita com o Fornecimento de Energia Elétrica alcançou R\$ 2.002 milhões no 3T17, retração de 0,2% em relação ao mesmo período do ano anterior, devido a fatores que serão detalhados no item 6.2 sobre Receita Operacional.

A classe residencial apresentou no 3T17 um recuo de 2,2% em relação a 3T16, atingindo um consumo de 1.556 GWh. Esta classe detém a maior parcela do consumo cativo da Coelba, com uma participação de 40,8%. A classe tem sido



negativamente influenciada pela conjuntura econômica adversa, com aumento no nível de desemprego, queda na renda e aumento no nível de inadimplência. Além das questões de conjuntura econômica, a classe foi negativamente influenciada pelo aumento no volume de chuvas, redução nas temperaturas locais e pelo efeito calendário desfavorável.

Influenciada pelo expressivo aumento da migração de consumidores para o mercado livre, a classe industrial cativa apresentou uma retração de 33,5% no 3T17 comparado a 3T16. Além da migração de clientes industriais para o mercado livre, a classe industrial também tem sido afetada pela retração da produção industrial da Bahia, que acumula queda de 3,9% até agosto de 2017.

A classe comercial apresentou redução de 6,1% no terceiro trimestre de 2017, frente a igual período de 2016. O desempenho da classe é explicado pela migração de 29 consumidores para o mercado livre, e também, pela conjuntura econômica como o aumento de desemprego.

A classe rural registrou uma queda de 2,1% no consumo do 3T17 em relação 3T16, resultado influenciado pelo mês de setembro, com aumento no volume de chuvas no mês (+75,6%) nas áreas norte e oeste do Estado, intensivas em irrigação. Dessa forma, há uma redução na demanda por energia elétrica, com a menor necessidade de bombeamento para irrigação.

## **CELPE**

No 3T17, o volume total de energia vendida no mercado regulado da Companhia foi de 2.481 GWh, representando um decréscimo de 6,0% quando comparado com o mesmo período do ano anterior. A Receita com o Fornecimento de Energia Elétrica alcançou R\$ 1.439 milhões no 3T17, aumento de 4% em relação ao mesmo período do ano anterior, devido aos fatores que serão detalhados no item 3.1.1 de Receita Operacional.

A classe residencial apresentou um decréscimo de 3,0%, atingindo um consumo de 1.078 GWh. Esta classe detém a maior parcela do consumo total cativo da Celpe, com uma participação de 43,4%. A classe tem sido negativamente influenciada pela conjuntura econômica, com aumento no nível de desemprego, queda na renda e aumento no nível de inadimplência.

A retração da produção do setor industrial em Pernambuco devido à deterioração da economia brasileira associada à migração de grandes clientes industriais para o mercado livre implicou um decréscimo de 18,2% no consumo da classe industrial no trimestre.


A retração da economia brasileira também afeta a classe comercial, visto que, o consumo da população apresentou queda em função do aumento do desemprego, além de migrações de clientes especiais para o mercado livre. Portanto, neste trimestre o consumo de energia dessa classe recuou 6,6% em relação ao mesmo período do ano anterior.

A classe rural apresenta seu desempenho bastante vinculado ao comportamento das variáveis climáticas, tendo registrado um decréscimo de 11,1%, devido ao aumento de 302,5% do índice pluviométrico no período. Dessa forma, há uma redução na demanda por energia elétrica, com a menor necessidade de bombeamento para irrigação.

## **COSERN**

No 3T17, o volume total de energia vendida no mercado regulado da Companhia foi de 1.100 GWh, representando um decréscimo de 6,0% quando comparado com o mesmo período do ano anterior. A Receita com o Fornecimento de Energia Elétrica alcançou R\$ 579 milhões no 3T17, aumento de 3,2% em relação ao mesmo período do ano anterior, devido aos fatores que serão detalhados no item 6.2 de Receita Operacional.

O aumento nas taxas de desemprego, somado ao arrefecimento da temperatura no estado contribuíram para o baixo desempenho da classe residencial no trimestre. A mesma apresentou queda de 1,7% e representou no trimestre, 44,5% de



participação da energia vendida da empresa. Outro fator que explica a queda está relacionado ao calendário de leitura desfavorável em relação ao calendário civil no período.

A classe industrial registrou queda de 25,3%, sendo um reflexo da crise econômica que o País está enfrentando. Entretanto, grande parte da queda é referente à migração de clientes para o mercado livre. Além do movimento de migração, destaca-se o impacto da crise econômica nos principais setores industriais do estado, que são a extração de petróleo e gás natural e a fabricação de minerais não metálicos.

A classe comercial também foi afetada pela migração para o mercado livre, resultando em uma redução de consumo nesse ambiente de 7,1%.

No que tange à classe rural seu desempenho é bastante correlacionado ao comportamento das variáveis climáticas e ao calendário de leitura, tendo registrado uma redução de 5,9%. A redução está ligada ao volume de chuvas, que diminui a necessidade de irrigação da classe agropecuária reduzindo assim o consumo de energia da classe rural.

## **ELEKTRO REDES**

O volume total de energia vendida pela Elektro Redes, considerado nesta análise, compreende o período de 24/08/2017 até o encerramento do terceiro trimestre, somando 1.088 GWh. Desse montante, a classe com maior representatividade foi a residencial, com 41,0% (446 GWh), seguida da comercial, com 19,8% (216 GWh) e industrial, com 16,1% (175 GWh). A classe rural, administração pública (que abrange as classes de Poder Público, Iluminação Pública e Serviço Público) e Consumo próprio, juntas, somaram 23,1% do volume total (251GWh).

### ***2.5. Balanço Energético Trimestral***

No 3T17 a Energia Injetada pelas Distribuidoras do Grupo Neoenergia apresentou uma aumento de 14,7% equivalente a 1.609 MWh em relação ao 3T16. Quando consideradas apenas Coelba, Celpe e Cosern, o volume de energia injetada apresentou uma ligeira queda de 2,24% quando comparada ao terceiro trimestre de 2016.

Em MWh

LEGENDA	
3T17	
3T16	

LEILÃO ENERGIA EXISTENTE	%
240.031	2,2%
352.079	3,3%

ITAPEBI	%
-	0,0%
459.901	4,3%

QUOTAS (HIDRO + ANGRA)	%
3.426.923	31,8%
3.386.977	31,4%

TERMOPE	%
1.063.048	9,9%
1.127.423	10,4%

NC ENERGIA	%
-	0,0%
41.660	0,4%

AFLUENTE	%
37.536	0,3%
35.818	0,3%

PROINFA	%
238.918	2,2%
215.934	2,0%

MCSD	%
284.383	2,6%
92.974	0,9%

LEILÃO ENERGIA NOVA	%
4.496.796	41,7%
4.411.238	40,9%

TERMOAÇU	%
556.416	5,2%
558.624	5,2%

LEILÃO FONTE ALTERNATIVA	%
99.625	0,9%
111.308	1,0%

Contratos
10.786.390
10.793.935

Uso Distribuidoras
48.455
41.712

Mercado Livre
2.371.074
1.345.275

Perdas Rede Básica
242.264
208.995

Sobras
444.119
1.060.619

Geração Própria (FN)
4.358
4.018

Injetada 1
12.523.894
10.915.326

Injetada 1
12.523.894
10.915.326

Mercado Próprio	%
8.484.235	67,74%
7.972.770	73,04%

Mercado Livre	%
2.388.253	19,07%
1.345.275	12,32%

Perda Distribuição	%
1.602.951	12,80%
1.555.570	14,25%

Uso Distribuidoras	%
48.455	0,39%
41.712	0,38%

Residencial
3.568.840
3.199.338

Industrial
952.924
1.076.154

Comercial
1.735.807
1.624.953

Rural
882.624
802.171

Outros
1.344.039
1.270.154

Nota 1: Elektro Redes com dados entre 24/8 e 30/9/2017

## COELBA

A energia injetada atingiu o patamar de 5.430.783 MWh no 3T17, apresentando uma redução de 1,1% em relação a igual período de 2016. Do total da energia injetada, 70,23% foi destinada ao consumo regulado, 15,85% para o consumo do mercado livre.

A demanda da energia injetada pelo mercado próprio da distribuidora foi de 3.813.983 MWh no 3T17, representando um decréscimo de 8,4% em relação ao mesmo período do ano anterior.

O mercado livre consumiu 860.588 MWh de energia durante o trimestre, representando um acréscimo de 51,4% em relação ao mesmo período do ano anterior.

## CELPE

A energia injetada atingiu o patamar de 3.738.281 MWh no terceiro trimestre de 2017, apresentando uma queda de 3,71% com relação a igual período de 2016. Do total da energia injetada, 66,37% foi destinada ao consumo regulado, 17,33% para o consumo do mercado livre e 1% para o suprimento de fronteira.

A distribuidora destinou ao mercado próprio da distribuidora 2.480.948 MWh no 3T17, representando um decréscimo de 6,54 % em relação ao mesmo período do ano anterior.

O mercado livre consumiu 647.730 MWh de energia durante o trimestre, representando um acréscimo de 26,48% em relação ao mesmo período do ano anterior.

## COSERN

A energia injetada atingiu o patamar de 1.502.157 MWh no 3T17, representando uma retração de 2,63% com relação a igual período de 2016. Do total da energia injetada, 73,24% foi destinada ao consumo regulado, 16,53% para o consumo do mercado livre e 10,22% representam perdas no processo de distribuição no trimestre.

A demanda da energia injetada pelo mercado próprio da distribuidora foi de 1.100.139 MWh no 3T17, representando um decréscimo de 5,97% em relação ao mesmo período do ano anterior.

O mercado livre consumiu 248.306 MWh de energia durante o trimestre, representando um acréscimo de 14,41% em relação ao mesmo período do ano anterior.





## ELEKTRO REDES

A energia injetada atingiu o patamar de 1.852.673 MWh entre 24/08/17 e o encerramento do terceiro trimestre. Do total da energia injetada, 58,79% foi destinada ao consumo regulado e 34,09% para o consumo do mercado livre. No período, o mercado próprio da distribuidora exigiu 1.089.165 MWh no período, e o mercado livre exigiu a entrega de 631.629 MWh.

### 2.6. Energia Contratada

As distribuidoras do Grupo Neoenergia apresentaram uma redução na energia contratada para atender ao mercado no terceiro trimestre de 2017, a Coelba totalizou 5.197 GWh, o que representa um decréscimo de 6,5% em relação ao mesmo trimestre 2016, na Celpe o decréscimo foi de 16,55% totalizando 3.180 GWh em relação ao terceiro trimestre de 2016, na Cosern essa energia totalizou 1.328 GWh (-7,01%) e na Elektro Redes, 1.081 GWh. Estas reduções foram decorrentes da participação no processo de Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits – Energia Nova (MCSD EN) onde foram

devolvidos contratos de leilões dos quais a empresa participou em anos anteriores. A energia foi adquirida a um custo médio total acumulado de:

Custo Médio	
Energia Adquirida (R\$/MWh)	
 coelba	191,68
 celpe	216,62
 cosern	214,60
 ELEKTRO	268,10

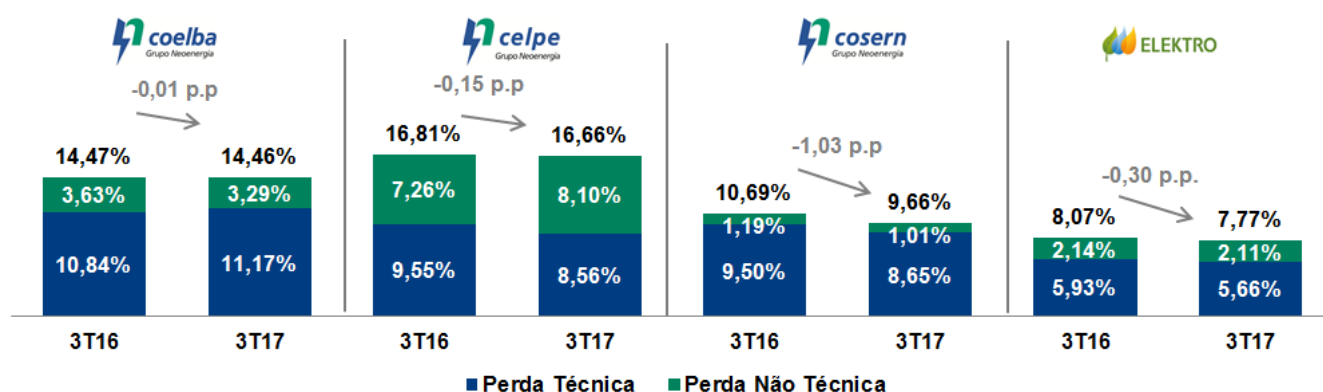
Mesmo após as reduções, neste período a Coelba, a Celpe, a Cosern e a Elektro Redes tiveram uma sobra contratual de 6,70% (998 GWh), 5,90% (602 GWh), 4,04% (161 GWh) e 3,59% (340GWh), decorrente do crescimento de mercado abaixo do esperado e do aumento contratual acima citado. Até uma sobrecontratação de 5% os efeitos econômicos são repassados para a tarifa. O volume excedente pode constituir ganho ou perda econômica para a companhia em função da diferença entre o valor do PLD a cada período no respectivo submercado e o preço médio da energia contratada.

## 2.7. Índice de Perdas

As perdas de energia correspondem às perdas totais englobando as perdas técnicas, montante de energia elétrica dissipada no processo de transporte de energia entre o suprimento e o ponto de entrega, e as perdas não técnicas, decorrentes das irregularidades no cadastro de consumidores, medição e instalações de consumo.

As perdas de energia são acompanhadas pelas distribuidoras através do índice percentual que compara a diferença entre a energia requerida/comprada e a energia fornecida/faturada, acumuladas no período de 12 meses. Com base nessa metodologia, a seguir estão disponibilizados os índices de perdas até Setembro de 2017, comparado ao mesmo período do ano anterior.

## Índice de Perdas (%) Últimos 12 meses



Nota: Valor passível de mudanças, caso ocorram serão informadas no próximo relatório trimestral

### Limite Regulatório 3T17

	12,42%
	16,18%
	10,99%
	6,57%

No 3T17, conforme demonstrado no gráfico acima, as distribuidoras Coelba, Celpe, Cosern e Elektro Redes apresentaram redução no Índice de Perdas Globais de 0,01, 0,15 e 1,03 e 0,30 ponto percentual, respectivamente.

No terceiro trimestre de 2017, as Distribuidoras do Grupo Neoenergia investiram mais de R\$ 125,4 milhões em ações de combate as perdas, entre as principais ações desenvolvidas, destacamos:

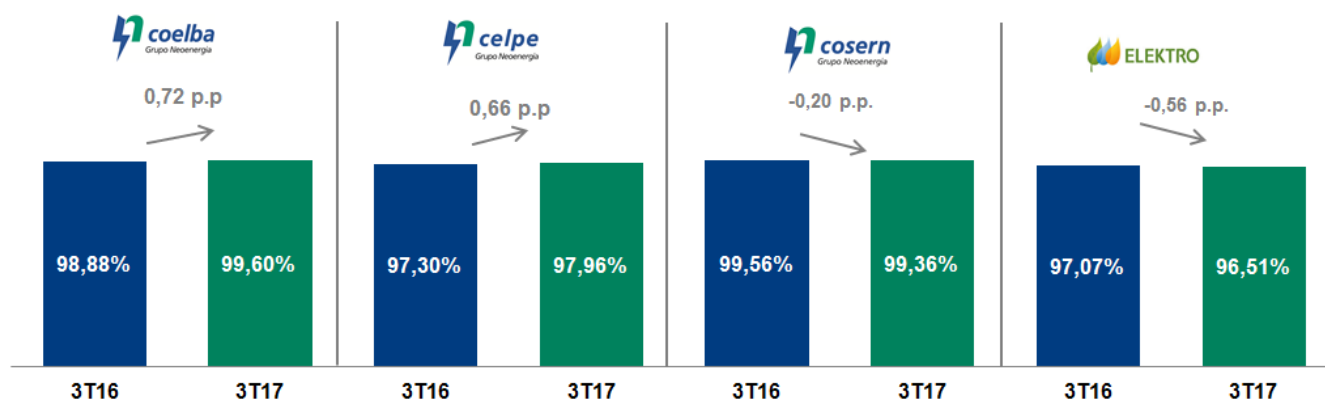
- Realização de inspeções e recuperações de energia;
- Regularização de ligações clandestinas;
- Melhoria e modernização da rede;
- Substituição de equipamentos de medição, com equipes de inspeção e de enlace;
- Instalação de medições externas em clientes com impedimento de leitura;
- Atualização de pontos de iluminação pública por meio do levantamento cadastral e ações de fiscalização do parque de iluminação pública; e
- Atuação concentrada em áreas de perdas elevadas com aplicação de blindagem e de medição centralizada minimizando a possibilidade de realização de irregularidade e facilitando as ações comerciais como leitura, corte, religação e acompanhamento de cortados.

## 2.8. Arrecadação

O Índice de Arrecadação mede a evolução da arrecadação com energia elétrica e títulos, inclusive de exercícios anteriores, em relação ao faturamento do mês, acumulados no ano ou nos últimos 12 meses. Neste sentido, cabe ressaltar a influência direta dos reajustes na tarifa e das ações de cobrança que interferem no comportamento de pagamento das

classes de consumo e, conseqüentemente, na composição deste indicador. A seguir, temos o demonstrativo do índice no 3T17 e seu comportamento em relação ao mesmo período de 2016.

### Índice de Arrecadação (%) Últimos 12 meses



No terceiro trimestre de 2017, o Índice de Arrecadação da Coelba e Celpe apresentaram um aumento de 0,72 p.p. e 0,66 p.p., respectivamente, em relação ao terceiro trimestre de 2016, enquanto a Cosern e a Elektro Redes apresentaram queda de -0,20 p.p. e -0,56 p.p..


O mercado de energia continua sendo impactado negativamente pela conjuntura econômica desfavorável que interfere diretamente na capacidade de pagamento da sociedade, afetando o orçamento familiar e o fluxo de caixa das empresas. O cenário de crise econômica que se mantém no Brasil e, em especial na região Nordeste, é fortemente sentido por meio da retração da produção, restrição do crédito, aumento da taxa de juros, aumento da taxa de desemprego, desaceleração dos investimentos e, conseqüentemente, a redução do nível de consumo. Estes fatores foram significativos para o aumento da inadimplência nos últimos anos, que continua apresentando tendência de crescimento no curto. Não se pode deixar de considerar ainda a influência negativa do contexto político atual e seus desdobramentos.

No que se refere ao custo com energia elétrica para o consumidor, em abril/2017 houve revisão tarifária da Celpe e reajuste tarifário da Coelba e da Cosern, definido pela Aneel e com impacto nos valores das faturas a partir de maio/2017. Para os consumidores da Celpe, o reajuste representou um incremento médio de 7,62% no valor da fatura. Na Coelba o incremento médio percebido pelo consumidor foi de 3,0% e na Cosern, de 3,38%. No mês de setembro/2017, o aumento de tarifa foi mais fortemente percebido com a incidência da bandeira tarifária vermelha, trazendo mais desafios para a capacidade de pagamento dos clientes diante do cenário de crise e favorecendo o aumento da inadimplência. Para a Elektro Redes, no reajuste tarifário mais recente, realizado em 27 de agosto de 2017, o efeito médio percebido pelos consumidores foi de 10,40%, ainda sem impacto no desempenho da companhia no período analisado.

Apesar do cenário desfavorável, Coelba e Celpe apresentaram crescimento desse indicador. Já a Cosern e a Elektro Redes tiveram uma ligeira queda no nível de arrecadação do terceiro trimestre de 2017 em relação ao mesmo período de 2016. Esse resultado decorre das estratégias adotadas pelas empresas do Grupo para intensificar a arrecadação e combater a inadimplência, a fim manter melhores níveis de arrecadação dos faturamentos por meio de medidas incisivas.

A seguir, as ações que se destacaram:

- Intensificação das suspensões de fornecimento de energia elétrica, com 1.475 mil suspensões em 2017, representando aumento de cerca de 130 mil suspensões em relação ao mesmo período de 2016;

- 
- Manutenção do volume de ações administrativas de menor custo, com foco nas dívidas de baixo risco de recebimento:
    - 11,8 milhões de negativas;
    - 11,0 milhões de acionamentos por URA (Unidade de Resposta Audível) e SMS (Serviço de Mensagem);
  - Intensificação da atuação das Assessorias de Cobrança, com R\$ 532 milhões arrecadados em 2017, representando aumento de mais R\$ 132 milhões em relação à arrecadação do terceiro trimestre de 2016;
  - Otimização das ações de suspensão do fornecimento por meio de atuação em concentrações georeferenciadas;
  - Redução do prazo dos parcelamentos para mitigar o risco de inadimplência e maximizar a arrecadação das parcelas;
  - Foco nos maiores débitos dos grandes clientes, com acompanhamento diferenciado e incremento das ações de cobrança;
  - Intensificação de visitas e envio de cartas aos órgãos do Poder Públicos e grandes clientes, visando realizar negociação das dívidas antigas;
  - Condicionamento da execução de serviços aos clientes do Poder Público à quitação das dívidas mais antigas;
  - Interação com a área jurídica para revisão do andamento processual das liminares ativas, objetivando a negociação dos débitos; e
  - Implantação de ações de cobrança e campanhas direcionadas aos clientes com opção de pagamento em débito automático, com o objetivo de incrementar a base de clientes nesta modalidade e elevar a recuperação do débito.

## **2.9. Indicadores de Qualidade no Fornecimento**

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.

A Coelba, Celpe e Elektro Redes apresentaram melhora nos índices de DEC, resultado da preocupação da Companhia com a confiabilidade no fornecimento de energia e do intenso trabalho de melhoria na sua rede de distribuição e no atendimento aos seus clientes. Para o FEC, a Coelba e Elektro Redes tiveram uma ligeira piora, porém se encontram enquadradas nos limites determinados pela ANEEL.

Demonstramos a seguir os indicadores de qualidade das Distribuidoras do Grupo no 3T17 e seu comportamento em relação ao mesmo período do ano anterior.

### **DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Consumidor) – horas** Últimos 12 meses



**Limite Regulatório 3T17**

coelba	15,01
celpe	13,89
cosern	13,39
ELEKTRO	8,56

**FEC (Frequência Equivalente de Interrupção por Consumidor) - vezes**  
Últimos 12 meses




**Limite Regulatório 3T17**

coelba	8,84
celpe	9,34
cosern	9,33
ELEKTRO	6,92

### 3. GERAÇÃO

#### 3.1. Usinas em Implantação

##### UHE Belo Monte



Em 20 de abril de 2010, no leilão 006/2009 promovido pela ANEEL, a empresa Norte Energia S.A adquiriu autorização para a implantação da Usina Hidrelétrica de Belo Monte localizada no Rio Xingu, em Altamira no estado do Pará. A Neoenergia possui 10% de participação na Norte Energia, através da SPE Belo Monte Participações S.A..

A Usina terá capacidade instalada de 11.233 MW, energia firme de 4.571 MW médios e previsão de entrada em operação de todas as unidades geradoras até 2019.

Em dezembro de 2012, a Norte Energia S.A contratou financiamento de longo prazo com o BNDES nas modalidades direta e indireta – por meio de repasse dos bancos BTG Pactual e Caixa Econômica Federal - no valor total R\$ 22.500 milhões.

O empreendimento encontra-se em construção sendo que 97% das obras civis foram concluídas e as unidades geradoras 1,2, 3, 4, 5 e 6 da casa de força principal (Belo Monte), totalizando 3.666,66 MW de potência instalada e 100% da casa de força complementar (Pimental) está em operação comercial (233 MW de potência instalada) e a unidade 7 de Belo Monte finalizou de comissionamento. A unidade 8 está em comissionamento estático.

### UHE Baixo Iguaçu

A Usina Hidrelétrica Baixo Iguaçu fica localizada no Rio Iguaçu, estado do Paraná e quando concluída terá capacidade instalada de 350,20 MW.

Em outubro de 2015 após aprovação pelo Instituto Chico Mendes de Conservação da Biodiversidade (ICMBio) do plano de trabalho para atendimento de condicionantes, o Instituto Ambiental do Paraná autorizou a retomada das obras, o que viabilizou a retomada de algumas atividades em novembro. Em janeiro de 2016, a ANEEL reconheceu a ocorrência de excludente de responsabilidade pelo atraso na implantação da UHE Baixo Iguaçu concedendo 626 dias de excludente, no mês seguinte, as obras foram retomadas em sua plenitude. Contudo, ainda em fevereiro, o Consórcio Empreendedor Baixo Iguaçu apresentou pedido de reconsideração ao processo de excludente de responsabilidade deliberado pela ANEEL e, em 26 de abril o recurso foi analisado e julgado, onde foram reconhecidos pela ANEEL mais 130 dias no processo de excludente de responsabilidade. Dessa forma, por meio do Despacho n.º 1.078, de 03 de maio de 2016 o período reconhecido como excludente de responsabilidade foi retificado para 756 dias.


Com isso o novo cronograma de implantação do 2º aditivo do Contrato de Concessão prevê a entrada em operação da 1ª Unidade Geradora (UG) em 20/05/2018, a 2ª UG em 21/07/2018 e a 3ª UG em 18/09/2018.

A Portaria nº 11 do MME de 18 de janeiro de 2017, definiu o novo montante de garantia física de energia da Usina Hidrelétrica Baixo Iguaçu em 171,3 MW médios em função de revisão extraordinária. Em 02/02/2017 foi protocolado o Pedido de Reconsideração no MME, o qual ainda encontra-se em análise pelo Ministério.

Em setembro de 2017 estavam mobilizados, aproximadamente, 1.691 funcionários do Consórcio Construtor Baixo Iguaçu e a obra transcorre em ritmo normal. As principais atividades que estão sendo realizadas são: término da concretagem da parede corta-fogo - unidade 03, concretagem de 2º estágio das guias da comporta ensecadeira do vão 16, pré-montagem da tampa superior, montagem e ajustes das cunhas do rotor do gerador, brasagem das conexões entre bobinas do estator e concretagem das bases das torres 42/2, 42/4, 33/2 e 9/2.

### Parques Eólicos

Em 2014, a Força Eólica do Brasil – joint venture entre a Neoenergia e a Elektro Renováveis do Brasil (antiga Iberdrola Renováveis do Brasil) sagrou-se vencedora de dois leilões de energia (A-3 e A-5). Os parques eólicos vencedores do Leilão A-3/2014 (Calango 6, Santana 1 e Santana 2), que totalizam 84 MW, entraram em operação comercial em dezembro de 2016. Já no Leilão A-5 deste mesmo ano, a Força Eólica do Brasil sagrou-se vencedora com os Parques Canoas (31,5MW), Lagoa 1 (31,5MW) e Lagoa 2 (31,5MW), com 94,5MW de potência total. Os parques Canoas e Lagoa 2 entraram em operação em teste em setembro de 2017, com entrada em operação comercial em 30/9/2017 . O parque Lagoa 1 está em implantação e deverá entrar em operação comercial no último trimestre de 2017.



Em agosto de 2017, com a incorporação da Elektro Redes ao Grupo Neoenergia a Neoenergia passou a ser detentora de 100% de todos os parques eólicos, além do parque eólico Rio do Fogo (49,3MW) ser incorporado ao portfólio de geração eólica do Grupo Neoenergia. Este empreendimento está em operação desde 2006 e comercializou seus 49,3MW, por meio do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA, pelo prazo de 20 anos. Este parque eólico provém, originalmente, dos ativos da Elektro Renováveis.

## 4. COMERCIALIZAÇÃO

---

A NC Energia comercializou 1.643 MW médios no 3T17, com vendas totais de cerca de R\$ 459 milhões por meio de contratos de curto e longo prazo realizados com parte relacionada, consumidores livres, consumidores especiais e demais agentes de mercado. Desse volume total aproximadamente 38% é decorrente de fontes incentivadas.

No período de 24 de Agosto de 2017 até 30 de Setembro de 2017, a Elektro Comercializadora atendeu a 65 clientes com a comercialização de um montante de 145,91 GWh e vendas totais de cerca de R\$ 34,8 milhões, sendo destaques os setores de Energia Elétrica (47%) e Outros Setores da Economia (20%).

## 5. TRANSMISSÃO

---

### 5.1. Em Implantação

#### Afluente T

Em 06 de março de 2017 foi publicada, no Diário Oficial, a Resolução Autorizativa nº 6.203 de 21 de fevereiro de 2017 em nome da Afluente T, autorizando a transmissora a implantar os reforços em instalações sob sua responsabilidade, conforme abaixo descrito:

**LT 230 Funil-Poções II:** Alteração do nível de tensão de operação da Linha de Transmissão Funil - Poções de 138kV para 230kV e seu reencabeçamento na nova SE Poções II e no setor 230kV da SE Funil.


**SE Poções II:** Instalação, na SE Poções II, de uma entrada de linha em 230 kV, arranjo do tipo barra dupla a quatro chaves para Linha de Transmissão 230kV FUNIL-POÇÕES II; Adequação de módulo de infraestrutura geral pela instalação de módulo de infraestrutura de manobra e um módulo de infraestrutura geral para acessante.

**SE Funil:** Instalação de uma entrada de linha em 230kV, arranjo do tipo barra dupla a quatro chaves para Linha de Transmissão 230kV FUNIL-POÇÕES II; Adequação de módulo de infraestrutura geral pela instalação de módulo de infraestrutura de manobra e um módulo de infraestrutura geral para acessante; Instalação de módulo de infraestrutura geral referente a expansão do setor 230kV; Desmontagem de um módulo de entrada de linha e de três módulos de conexão 138kV, subestação desativada; Desmontagem de uma torre de aço estaiada 230kV, circuito duplo; Aquisição e instalação de 2,50 km de cabo subterrâneo 230kV com sete caixas de passagens, para conexão da EL no novo setor 230kV.

Foram iniciadas atividades para cotação dos serviços de Projetos, Fornecimento de equipamentos e materiais, e implantação do escopo referente a RA ANEEL acima mencionada, de acordo com os cronogramas constantes na mesma. A data prevista para operação comercial do Empreendimento é 06 de março de 2019 considerando 24 meses de implantação estipulado nos cronogramas.

#### EKTT 12-A, EKTT 13-A, EKTT 14-A e EKTT 15-A

Com a incorporação da Elektro Holding, em 24 de agosto de 2017, somamos 583 km à nossa malha elétrica e quatro subestações de transmissão (uma própria e três compartilhadas) nos estados de Mato Grosso do Sul, São Paulo, Santa



Catarina e Ceará, arrematados pela Elektro Holding, nos leilões realizados pela ANEEL em 24 de abril de 2017 (Leilão de Transmissão nº 05/2016):

**Lote 04 (EKTT 12-A):** Construção de 6 Linhas de Transmissão, classe de tensão 230 kV, circuito simples (CS), totalizando uma extensão de cerca de 583 km, 1 Subestação nova denominada SE 230/138 kV 300 MVA Dourados 02 com configuração barra dupla a quatro chaves (BD4), com um módulo de infraestrutura geral, duas entradas de linha 230 kV BD4, uma interligação de barras 230 kV, duas conexões de transformadores 230 kV, dois autotransformadores trifásico 230/138 kV de 150 MVA, três entradas de linha BD4 138 kV, uma interligação de barras 138 kV, duas conexões de transformador 138 kV, além da ampliação de 6 Subestações, sendo elas: Subestação Nova Porto Primavera 230 kV arranjo barra dupla a quatro chaves (BD4), com um módulo infraestrutura de manobra, duas entradas de linha BD4 230 kV, uma conexão de reator de linha fixo BD4, um reator trifásico 230 kV 16 MVAR; Subestação Rio Brilhante 230 kV arranjo barra dupla a quatro chaves (BD4) com três entradas de linha BD4 230 kV; Subestação Campo Grande 2 230 kV arranjo barra dupla a quatro chaves (BD4), duas entradas de linha BD4 230 kV, uma conexão de reator de linha fixo BD4, um reator trifásico 230 kV 20 MVAR; Subestação Imbirussu 230 kV arranjo barra dupla a quatro chaves (BD4) com uma entrada de linha BD4 230 kV; Subestação Ivinhema 230 kV arranjo barra dupla a quatro chaves (BD4) com uma entrada de linha BD4 230 kV; Subestação Dourados 230 kV arranjo barra dupla a quatro chaves (BD4) com uma entrada de linha BD4 230 kV;

**Lote 20 (EKTT 13-A):** Construção na Subestação Fernão Dias – SP de compensador estático de reativos (SVC) em 500 kV -150/+300 MVAR, arranjo disjuntor e meio (DJM) contemplando o seguinte escopo: um módulo geral pra o compensador estático 500 kV, um módulo de interligação de barras 500 kV, um módulo de conexão do compensador estático 500 kV, um compensador estático -150/+300 MVAR 500 kV;

**Lote 22 (EKTT 14-A):** Construção na Subestação Biguaçu – SC de compensador estático de reativos (SVC) em 525 kV -100/+300 MVAR, arranjo disjuntor e meio (DJM) contemplando o seguinte escopo: um módulo de interligação de barras 525 kV, um módulo de conexão do compensador estático 525 kV, um compensador estático -150/+300 MVAR 525 kV;

**Lote 27 (EKTT 15-A):** Construção na Subestação Sobral III – CE de compensador estático de reativos (SVC) em 500 kV -150/+250 MVAR, arranjo disjuntor e meio (DJM) contemplando o seguinte escopo: um módulo de interligação de barras 500 kV, um módulo de conexão do compensador estático 500 kV, um compensador estático -150/+250 MVAR 500 kV;

Encontra-se em desenvolvimento as atividades de estudos do sistema elétrico, projeto básico para subestações e linhas de transmissão, estudos fundiários, estudos ambientais, projetos executivos de subestações e linhas de transmissão, fornecimento de equipamentos e materiais, e implantação do escopo acima mencionada, de acordo com os cronogramas constantes na mesma.

A data prevista para operação comercial dos Empreendimentos do lote 04 é 60 meses e dos lotes 20, 22 e 27 é 42 meses contados a partir da assinatura do contrato de concessão com a ANEEL em 31/07/2017.

## 6. ANÁLISE DO DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO CONSOLIDADO

Dados econômicos-financeiros (R\$ mil)	Trimestre		Acumulado		Variação (%)	
	3T17	3T16	9M17	9M16	Trimestral	Acumulada
<b>Receita Operacional Bruta</b>	<b>8.103.007</b>	<b>5.397.114</b>	<b>19.976.559</b>	<b>16.058.796</b>	<b>50,14</b>	<b>24,40</b>
Receita Operacional Líquida	5.846.902	3.675.790	13.902.224	10.837.153	59,07	28,28
<b>EBITDA</b>	<b>616.423</b>	<b>516.235</b>	<b>2.122.369</b>	<b>1.988.573</b>	<b>19,41</b>	<b>6,73</b>
Resultado do Serviço - EBIT	363.158	315.289	1.458.784	1.399.311	15,18	4,25
Resultado Financeiro	(358.083)	(324.664)	(1.014.578)	(946.833)	10,29	7,15
Lucro Líquido Antes das Participações Minoritárias	(15.880)	(15.447)	287.984	300.800	2,80	(4,26)
Lucro Líquido Participações Minoritárias	2.556	5.517	31.718	31.301	(53,67)	1,33
<b>Lucro Líquido</b>	<b>(18.436)</b>	<b>(20.964)</b>	<b>256.266</b>	<b>269.499</b>	<b>(12,06)</b>	<b>(4,91)</b>

Informações Patrimoniais Consolidadas (R\$ mil)	set/17	dez/16	Variação (%)
Ativo Total	41.815.101	27.967.404	49,51%
Dívida Bruta	17.346.582	11.347.007	52,87%
Dívida Líquida <sup>1</sup>	12.923.431	9.884.883	30,74%
Patrimônio Líquido Consolidado	13.530.421	9.219.765	46,75%
Patrimônio Líquido Atribuído aos Controladores	13.221.247	8.705.816	51,87%

Indicadores Financeiros de Dívida	set/17	dez/16	Variação (p.p)
Dívida Líquida/EBITDA <sup>2</sup>	4,58	3,68	0,90
EBITDA/Resultado Financeiro <sup>(2)</sup>	2,07	2,07	0,00
Dívida Líquida/EBITDA <sup>2</sup> (Pró-forma <sup>3</sup> )	3,53	na	-
EBITDA /Resultado Financeiro <sup>(2)</sup> (Pró-forma <sup>3</sup> )	2,47	na	-

Indicadores de Ações	set/17	dez/16	Variação (p.p)
Valor Patrimonial de Ação da Holding (R\$)	1,76	1,16	0,60
Lucro (Prejuízo) Líquido por Ação da Holding (R\$) <sup>2</sup>	0,04	0,04	0,00

<sup>1</sup>Dívida líquida de disponibilidades, aplicações financeiras e títulos e valores mobiliários

<sup>2</sup>EBITDA, Lucro Líquido, Resultado Financeiro - últimos 12 meses

<sup>3</sup>Cálculo pró-forma considera a inclusão do resultado dos últimos 12 meses da Elektro Holding (Companhia incorporada em 24 de agosto de 2017)

p.p - Pontos Percentuais

## 6.1 LAJIDA (EBITDA)

### 6.1.1 EBITDA E MARGEM EBITDA

O Grupo apurou no 3T17 o EBITDA de R\$ 616.423 mil com aumento de 19,41%, equivalente a R\$ 100.188 mil, em relação ao mesmo período do ano anterior. A margem EBITDA no 3T17 foi de 10,5%, apresentando uma redução de 3,5 p.p. em relação ao 3T16.

EBITDA (R\$ mil) e Margem EBITDA (%)



### 6.1.2. A CONCILIAÇÃO ENTRE O EBITDA E LUCRO LÍQUIDO SEGUE APRESENTADA ABAIXO:

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 do LAJIDA (EBITDA) - R\$ Mil	Trimestre		Acumulado		Variação (%)	
	3T17	3T16	9M17	9M16	Trimestral	Acumulada
Lucro (Prejuízo) Líquido	(18.436)	(20.964)	256.266	269.499	(12,06)	(4,91)
Participações Minoritárias	2.556	5.517	31.718	31.301	(53,67)	1,33
Lucro Líquido Antes das Participações Minoritárias (A)	(15.880)	(15.447)	287.984	300.800	2,80	(4,26)
Imposto de Renda e CSLL - Corrente e diferido (B)	20.955	6.072	156.222	151.678	245,11	3,00
Amortização e Depreciação (C)	219.310	180.929	591.958	529.323	21,21	11,83
Amortização de ágio (D)	33.955	20.017	71.627	59.939	69,63	19,50
Receitas Financeiras (E)	(584.016)	(318.961)	(1.585.865)	(3.141.181)	83,10	(49,51)
Despesas Financeiras (F)	942.099	643.625	2.600.443	4.088.014	46,37	(36,39)
<b>LAJIDA (EBITDA) = (A) + (B) + (C) + (D) + (E) + (F)</b>	<b>616.423</b>	<b>516.235</b>	<b>2.122.369</b>	<b>1.988.573</b>	<b>19,41</b>	<b>6,73</b>

## 6.2. RECEITA OPERACIONAL

### 6.2.1 RECEITA OPERACIONAL BRUTA


Receita Operacional Bruta Consolidada - R\$ mil	Trimestre		Variação	
	3T17	3T16	R\$	%
Residencial	2.189.113	1.808.711	380.402	21,03
Industrial	490.929	466.167	24.762	5,31
Comercial	1.134.935	971.506	163.429	16,82
Rural	287.093	227.541	59.552	26,17
Poder público	232.624	207.230	25.394	12,25
Iluminação pública	165.013	123.100	41.913	34,05
Serviço público	164.094	146.691	17.403	11,86
Fornecimento não faturado	(48.786)	(46.643)	(2.143)	4,59
<b>Fornecimento Faturado Mercado Cativo</b>	<b>4.615.015</b>	<b>3.904.303</b>	<b>710.712</b>	<b>18,20</b>
<b>Receita de Uso da Rede - Mercado Livre</b>	<b>231.269</b>	<b>121.698</b>	<b>109.571</b>	<b>90,04</b>
<b>Total do Fornecimento de Energia</b>	<b>4.846.284</b>	<b>4.026.001</b>	<b>820.283</b>	<b>20,37</b>
Subvenção à tarifa social baixa renda	334.650	285.652	48.998	17,15
Suprimento	724.958	340.550	384.408	112,88
Câmara de Comercialização de Energia - CCEE	492.568	128.973	363.595	281,92
Valores a Receber da Parcela A e Outros Itens Financeiros	785.766	(27.498)	813.264	(2.957,54)
Receita de construção da infraestrutura da concessão	788.906	520.016	268.890	51,71
Receita de concessão	9.964	8.686	1.278	14,71
Outras receitas	119.911	114.734	5.177	4,51
<b>Receita Operacional Bruta Consolidada</b>	<b>8.103.007</b>	<b>5.397.114</b>	<b>2.705.893</b>	<b>50,14</b>

A Neoenergia apresentou no terceiro trimestre de 2017 uma Receita Bruta de R\$ 8.103.007 mil, representando um acréscimo de 50,14% em relação ao valor de R\$ 5.397.114 mil do mesmo período em 2016.

As distribuidoras - Coelba, Celpe, Cosern e Elektro – participaram com 89% do total da Receita Bruta no terceiro trimestre de 2017, equivalente a R\$ 7.179.161 mil. A Elektro Redes, incorporada a Neoenergia em 24 de agosto, contribuiu com R\$ 1.204.902 mil.

Os fatores determinantes da variação da Receita Bruta no 3T17 em relação ao 3T16 foram:

- Aumento da Receita de Fornecimento Faturado do Mercado Cativo em R\$ 710.712 mil, tendo a Elektro Redes contribuído com R\$ 654.403 mil.
  - ✓ O maior impacto está relacionado à classe residencial, participando com 54% e, em seguida, a classe comercial com 23%. Essas duas classes contribuíram com uma variação favorável de R\$ 380.402 mil e R\$ 163.429 mil, respectivamente.
  - ✓ As classes residencial e comercial apresentaram aumento de 5,10% e 2,33%, isolando os saldos da Elektro que somam R\$ 428.932 mil nessas classes, equivalente a uma variação positiva de R\$ 114.899 mil.
  - ✓ Mesmo com um faturamento positivo no 3T17 em relação ao 3T16, desconsiderando o impacto do consumo da Elektro, observou-se uma retração no nível de consumo da classe residencial, variação negativa de 77 MWh (-2,4%), e uma retração de 6,45% (-105 MWh) na classe comercial. Tanto os consumidores residenciais quanto os consumidores comerciais são elegíveis a cobrança tarifária da bandeira, o que torna a tarifa média faturada do 3T17 maior que do 3T16.
  - ✓ Enquanto no terceiro trimestre de 2016 vigorou a bandeira verde, no terceiro trimestre de 2017 a bandeira tarifária amarela foi acionada nos meses de julho e setembro, e a bandeira vermelha – patamar



1 no mês de agosto. Ou seja, nesses meses incidiu uma receita bruta adicional relacionada às classes para as distribuidoras e um custo adicional para os consumidores, sendo que o mesmo não ocorreu no terceiro trimestre de 2016. Cabe ressaltar que a tarifação da bandeira não afeta o Resultado, pois o mecanismo da Bandeira Tarifária tem como finalidade indicar ao consumidor se a energia terá um custo mais elevado, em função das condições de geração de energia elétrica, e, de maneira complementar à Revisão Tarifária Extraordinária, visa preservar o equilíbrio econômico-financeiro das distribuidoras, cobrindo custos adicionais de geração térmica, Encargo de Serviços de Sistema – ESS, risco hidrológico e os custos com compra de energia no mercado de curto prazo devido à exposição involuntária das distribuidoras. As variações de custos remanescentes, não cobertos pelo mecanismo das Bandeiras Tarifárias, são registradas como Valores a Receber de Parcela A e Outros Itens Financeiros para inclusão no próximo processo de Reajuste ou Revisão Tarifária. Do mesmo modo, receitas provenientes de Bandeira Tarifária superiores às necessidades da Companhia são registradas como Valores a Devolver de Parcela A e Outros Itens Financeiros para devolução no próximo Reajuste Tarifário ou Revisão Tarifária, tendo a neutralidade assegurada no resultado da Companhia.

- ✓ Além disso, para se estabelecer o equilíbrio econômico-financeiro do serviço de distribuição de energia, o reajuste tarifário periódico (no caso da Celpe, 4º ciclo de revisão tarifária) aplicado a partir de abril para Coelba, Celpe, Cosern e agosto para Elektro, contempla um incremento médio percebido pelo consumidor na tarifa de 2017 em relação a 2016 de 3%, 3,38%, 7,62% e 10,40%, respectivamente.
- ✓ O consumo de energia em todas as classes tem sofrido com a situação do alto nível de desemprego e retração da demanda por bens e serviços. Cabe destacar a classe industrial, que tem sido afetada pela retração da produção industrial e pela migração dos clientes cativos para o mercado livre, sendo impactada por uma redução de 299 MWh (-27,8%) no 3T17 em relação ao 3T16, e apresentou uma variação desfavorável de R\$ 78.089 mil, desconsiderando o impacto da incorporação da Elektro. A Elektro Redes contribuiu positivamente com o resultado da classe industrial ao agregar no 3T17 R\$ 102.851 mil.
- Variação favorável da Receita de Uso de Rede em R\$ 109.571 mil devido aos principais impactos do Mercado Livre e da receita das Transmissoras:
  - ✓ A receita da disponibilidade do uso da rede pelo consumidor livre contribuiu com aumento de R\$ 110.840 mil. A Elektro Redes participou com R\$ 67.622 mil no terceiro trimestre de 2017. Coelba, Celpe e Cosern registraram uma variação favorável de 411 GWh, equivalente ao acréscimo de 30,6% em relação ao terceiro trimestre de 2016.
  - ✓ Reduzindo parcialmente o efeito positivo da receita de uso de rede das distribuidoras, as transmissoras da Neoenergia contribuíram com uma redução de R\$ 1.269 mil no terceiro trimestre de 2017 quando comparado com o mesmo período de 2016.
- Aumento da receita consolidada de suprimento de energia em R\$ 384.408 mil no terceiro trimestre de 2017, quando comparado ao mesmo período de 2016. Os contratos firmados pela NC Energia no ambiente livre movimentaram em torno de 1.643 MW médios no 3T17 em relação ao 3T16, desse volume 35% é decorrente de fontes incentivadas. A Elektro Comercializadora contribuiu com R\$ 35.460 mil e agregou com 632 GWh após sua incorporação pela Neoenergia.
- Aumento de R\$ 363.595 mil referente à Receita da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica “CCEE” é devido aos principais impactos da liquidação de energia das distribuidoras e das geradoras da Neoenergia no mercado de curto prazo:
  - ✓ As Distribuidoras registraram variação favorável de R\$ 207.068 mil, com destaque para Coelba que contribuiu com R\$ 165.189 mil em função do volume das sobras de energia registradas em conjunto com

o alto preço do mercado de curto de prazo, no qual o PLD médio do Nordeste passou de R\$ 125,72/MWh no 3T16 para R\$ 436,20/MWh no 3T17. A Coelba reduziu apenas 26 MW médios na rodada de julho referente ao Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficit (MCSDEN), sendo a distribuidora da Neoenergia que menos reduziu no período. Em compensação, a Celpe reduziu 227 MW médios na mesma rodada e apresentou redução dessa receita em seu resultado, compensando parcialmente a variação positiva do Consolidado com uma variação negativa de R\$ 28.543 mil.

- ✓ As Geradoras registraram um aumento na Receita da CCEE de R\$ 102.682 mil, principalmente devido à curva de sazonalização das usinas.
- A receita referente aos Valores a Receber da Parcela A e Outros Ativos Financeiros registrou no 3T17 uma variação positiva de R\$ 813.264 mil, sendo que a Elektro contribuiu positivamente com R\$ 301.655 mil.
- ✓ No 3T17, a conta contábil dos “Valores a Receber de Parcela A e Outros Itens Financeiros” apresentou o valor ativo de R\$ 785.766 mil, sendo composto da constituição dos ativos de R\$ 748.342 mil decorrentes os custos realizados acima da cobertura tarifária e R\$ 37.424 mil referente à reversão ativa da Parcela A.
- Aumento R\$ 268.890 mil no Receita de Construção, que é constituída por investimentos em infraestrutura líquida de recursos de obrigações especiais, sem impacto no resultado, pois temos a contrapartida de Custos no mesmo valor. Esse aumento foi ocasionado pelos maiores gastos com investimento líquido observado nas distribuidoras da Neoenergia, quando comparado ao mesmo período do ano anterior.

## 6.2.2 DEDUÇÕES DA RECEITA BRUTA

Deduções da Receita Bruta - R\$ mil	Trimestre		Variação	
	3T17	3T16	R\$	%
<b>IMPOSTOS (ICMS / PIS / COFINS / ISS)</b>	<b>(1.781.911)</b>	<b>(1.380.613)</b>	<b>(401.298)</b>	<b>29,07</b>
<b>ENCARGOS SETORIAIS</b>	<b>(474.194)</b>	<b>(340.711)</b>	<b>(133.483)</b>	<b>39,18</b>
Conta de desenvolvimento energético - CDE	(328.545)	(296.465)	(32.080)	10,82
Programa de Eficientização Energética - PEE	(21.461)	(13.657)	(7.804)	57,14
Pesquisa e desenvolvimento - P&D	(13.706)	(9.749)	(3.957)	40,59
Encargos do Consumidor - CCRBT	(81.280)	(654)	(80.626)	12.328,13
Outros (RGR / FNDCT / EPE / PROINFA / TFSEE)	(29.202)	(20.186)	(9.016)	44,66
<b>(-) Dedução da receita bruta</b>	<b>(2.256.105)</b>	<b>(1.721.324)</b>	<b>(534.781)</b>	<b>31,07</b>

O acréscimo nas Deduções da Receita Bruta em relação ao mesmo período do ano anterior ocorreu devido ao:

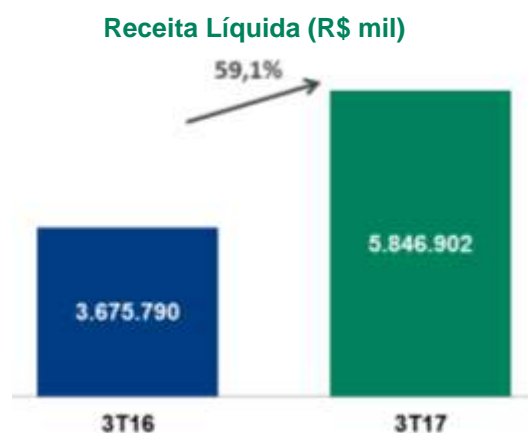
- Aumento no faturamento, com correspondente incremento de 29,07% nos impostos sobre a receita (ICMS, PIS/COFINS e ISS), no valor de R\$ 401.298 mil. A contribuição da Elektro Redes no período foi de R\$ 232.135 mil.
- Acréscimo de 39,18%, no valor de R\$ 133.483 mil nos encargos setoriais. A Elektro Redes contribuiu com R\$ 118.031 mil para o resultado do terceiro trimestre. Já a variação adicional de R\$ 15.452 mil é explicada principalmente:
  - (i) Variação desfavorável de R\$ 80.626 mil do encargo da conta centralizadora dos recursos de bandeiras tarifárias - CCRBT. A variação negativa de R\$ 51.959 mil na conta CCRBT, excluindo o impacto de R\$ 28.667 mil da Elektro Redes, é consequência de um custo maior de energia reconhecido no período, em que vigorou bandeira amarela em julho e setembro/17 e bandeira vermelha – patamar 01 em agosto de 2017, enquanto em 2016 a bandeira verde vigorou no terceiro trimestre de 2016 .

- (ii) O acréscimo de R\$ 32.080 mil na Conta de Desenvolvimento Energético – CDE foi influenciado pelo registro da Elektro Redes no valor negativo de R\$ 75.951 mil. Coelba, Celpe e Cosern compensaram parcialmente o aumento desse custo com uma redução da CDE em R\$ 43.866 mil.

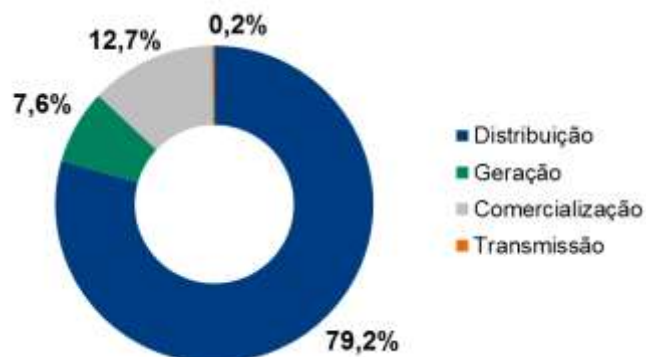
### 6.2.3 RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA

Receita Operacional Líquida Consolidada - R\$ mil	Trimestre		Variação	
	3T17	3T16	R\$	%
Receita Operacional Bruta Consolidada	8.103.007	5.397.114	2.705.893	50,14
(-) Dedução da receita bruta	(2.256.105)	(1.721.324)	(534.781)	31,07
<b>Receita Operacional Líquida</b>	<b>5.846.902</b>	<b>3.675.790</b>	<b>2.171.112</b>	<b>59,07</b>

No 3T17, a Receita Operacional Líquida foi de R\$ 5.846.902 mil apresentando acréscimo de 59,1%, equivalente a R\$ 2.171.112 mil em relação ao mesmo período do ano anterior que foi de R\$ 3.675.790 mil. Das empresas da Elektro incorporadas em agosto, o maior impacto é advindo da Elektro Redes com R\$ 854.736 mil no terceiro trimestre de 2017. Do total apurado no 3T17, 79,2% refere-se à Distribuição, 7,6% à Geração, 12,7% à Comercialização, 0,2% a Transmissão, antes das eliminações do consolidado.



### Contribuição dos Segmentos na Receita Líquida<sup>1</sup>



Nota 1: Não inclui eliminações

### 6.3. CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS

Os Custos e Despesas Operacionais e o Resultado de participação no 3T17 atingiram o montante de R\$ 5.483.744 mil, apresentando um aumento de R\$ 2.123.243 mil que equivale a 63,2% em relação ao ano anterior, onde foi de R\$ 3.360.501 mil.

Custos, Despesas Operacionais e Resultado de participação - R\$ mil	Trimestre		Variação	
	3T17	3T16	R\$	%
Energia comparada para revenda	(3.180.574)	(1.546.626)	(1.633.948)	105,65
Encargos de uso dos sistema de transmissão e distribuição	(316.932)	(185.906)	(131.026)	70,48
Combustível para produção de energia	(106.419)	(132.264)	25.845	(19,54)
<b>Custos com Energia</b>	<b>(3.603.925)</b>	<b>(1.864.796)</b>	<b>(1.739.129)</b>	<b>93,26</b>
Pessoal e Administradores	(245.759)	(203.306)	(42.453)	20,88
Material	(20.005)	(23.412)	3.407	(14,55)
Serviços de terceiros	(387.666)	(392.026)	4.360	(1,11)
Indenização	(47.323)	(39.932)	(7.391)	18,51
Provisões líquidas - PCLD	(62.831)	(48.498)	(14.333)	29,55
Provisões líquidas - contingências	17.740	5.722	12.018	210,03
Outras despesas (receitas) operacionais	(33.097)	(43.971)	10.874	(24,73)
<b>Despesas Gerais e Administrativas</b>	<b>(778.941)</b>	<b>(745.423)</b>	<b>(33.518)</b>	<b>4,50</b>
Depreciação e amortização	(219.310)	(180.929)	(38.381)	21,21
Amortização de ágio	(33.955)	(20.017)	(13.938)	69,63
Equivalência patrimonial	(58.707)	(29.320)	(29.387)	100,23
Custos de construção	(788.906)	(520.016)	(268.890)	51,71
<b>Total</b>	<b>(5.483.744)</b>	<b>(3.360.501)</b>	<b>(2.123.243)</b>	<b>63,18</b>

As distribuidoras - Coelba, Celpe, Cosern e Elektro – participaram com 88% do total do Custo e Despesas no terceiro trimestre de 2017, equivalente a R\$ 4.799.107 mil. A Elektro Redes, incorporada a Neoenergia em agosto, contribuiu com R\$ 754.067 mil.

Os custos com energia e despesas gerais e administrativas no 3T17 representaram 79,92% do total dos gastos. A parcela dos custos com energia elétrica participou com 65,72% do total dos gastos, enquanto as despesas gerais e administrativas representaram 14,2%. Os principais fatores que influenciaram as variações estão destacados a seguir:

- O custo com energia elétrica contribuiu com aumento dos gastos em R\$ 1.739.129 mil no terceiro trimestre de 2017 quando comparado com o mesmo período de 2016. A Elektro Redes e a Elektro Comercializadora, incorporadas a Neoenergia em 24 de agosto, somaram juntas um variação negativa de R\$ 662.424 mil. As Distribuidoras registraram aumento de R\$ 1.306.552 mil (71%) em relação ao 3T16. Dentro dessa variação é contemplada a Elektro Redes no valor de R\$ 630.563 mil.

Os principais impactos estão detalhados abaixo:

- ✓ A Energia Comprada para Revenda registrou um aumento de R\$ 1.633.948 mil na comparação trimestral, com destaques para as Distribuidoras da Neoenergia que participaram com 72% desse valor. O aumento dos custos da Coelba, Celpe, Cosern e Elektro Redes foram de R\$ 1.173.308 mil, sendo a Elektro Redes contribuinte com R\$ 574.924 mil. Por sua vez, estas variações ocorreram devido:
  - (i) Ao aumento com os custos variáveis do MCP (mercado de curto prazo) de Coelba, Celpe e Cosern em R\$ 779.554 mil em relação ao terceiro trimestre de 2016, devido ao aumento do PLD médio Nordeste, que saiu de R\$/MWh 125,72 para R\$/MWh 436,20 no 3T17. Esse impacto é atribuído à parcela variável de térmicas, que reflete o custo do acionamento dessas usinas, e ao custo do risco hidrológico das usinas repactuadas.
  - (ii) Ao acréscimo de R\$ 492,682 mil no custo com Energia Adquirida através de Leilão no Ambiente Regulado, devido principalmente pelo registro da Elektro Redes no valor de R\$ 461.148 mil em 3T17. A Coelba aumentou seu custo em R\$ 107.314 mil em relação ao terceiro trimestre de 2016, devido, principalmente, a aquisição de energia para compensar a descontração de Itapebi, Itapebi-Irapé e a redução das cotas. Amenizando parcialmente esse impacto, Celpe e Cosern contribuíram com uma variação positiva de R\$ 75.780 mil em função do Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits (MCSDEN) que possibilitou a redução da sobrecontratação de energia.

- ✓ Cabe, também, mencionar que ocorreu um aumento com os custos dos Encargos de Uso do Sistema de Transmissão no valor de R\$ 131.026 mil. As Distribuidoras participaram com R\$ 130.841 mil, devido principalmente, (i) ao aumento do custo com o encargo de rede básica no valor de R\$ 281.253 mil, relacionado ao reajuste tarifário da Rede Básica, sendo a Elektro Redes participante de 25% dessa variação; (ii) compensando parcialmente a elevação do encargo da rede básica, é observada a redução do custo do ESS – encargo de serviço do sistema – equivalente a R\$ 83.163 mil quando comparado com o terceiro trimestre de 2016; e (iii) variação favorável de R\$ 76.035 mil do encargo de energia de reserva – ERR em função da alta do PDL, provocando uma contabilização positiva redutora do custo do encargo no 3T17.
  - ✓ Em compensação, o custo com combustível para produção de energia apresentou redução de R\$ 25.845 mil devido principalmente, pelo menor consumo de gás no período em decorrência da parada programada de Termopernambuco.
- Aumento de R\$ 42.453 mil dos gastos na conta de Pessoal e Administradores, em que a Elektro Redes participa com o valor de R\$ 35.263 mil no terceiro trimestre de 2017.
  - Variação desfavorável de R\$ 43.325 mil referentes ao Resultado de Participação em Empresas de Controle Conjunto e Coligadas, que é dada pela combinação das variações das linhas de Equivalência Patrimonial e de Amortização de Ágio. No terceiro trimestre de 2017, o Resultado de Equivalência Patrimonial foi de R\$ 58.707 mil refletindo uma queda no Resultado das empresas de controle conjunto e coligadas.
  - Aumento de R\$ 268.890 mil no Custo de Construção, que é constituída por investimentos em infraestrutura líquida de recursos de obrigações especiais, contribuindo com uma variação desfavorável de 51,7%. Esse gasto não tem impacto no resultado, pois tem contra partida no mesmo valor na Receita.

#### 6.4. RESULTADO FINANCEIRO

O Resultado Financeiro Líquido da Neoenergia no 3T17 foi negativo em R\$ 358.083 mil, apresentando um aumento de 10,29%, R\$ 33.419 mil, em relação ao 3T16.

Descrição	3T17	3T16	R\$ Mil	%
Renda de aplicações financeiras	64.756	49.486	15.270	30,86
Juros, comissões e acréscimo moratório	12.898	23.960	(11.062)	(46,17)
Encargos de dívida, variações monetárias e cambiais	(29.110)	(222.392)	193.282	(86,91)
Instrumentos financeiros derivativos	(297.719)	(115.613)	(182.106)	157,51
Atualização provisão para contingências / depósitos judiciais	(25.212)	(13.765)	(11.447)	83,16
Remuneração financeira da parcela A e outros itens financeiros	(9.160)	4.756	(13.916)	(292,60)
Obrigações pós emprego	(22.922)	(17.495)	(5.427)	31,02
Outras receitas (despesas) financeiras líquidas	(51.614)	(33.601)	(18.013)	53,61
<b>Resultado Financeiro Líquido</b>	<b>(358.083)</b>	<b>(324.664)</b>	<b>(33.419)</b>	<b>10,29</b>

Os principais fatores que contribuíram para esse resultado foram decorrentes dos eventos que não estão atrelados ao endividamento, sendo os seguintes:

- Variação líquida negativa de R\$ 13.916 mil da Remuneração Financeira da Parcela A e outros itens Financeiros das Distribuidoras impactou de forma desfavorável o resultado financeiro líquido devido à variação do saldo que falta amortizar de CVA verificado no 3T17 em relação ao 3T16.

- A variação desfavorável de R\$ 5.427 mil referente às Obrigações Pós Emprego é devido ao aumento dos juros sobre a obrigação do benefício apropriado ao laudo atuarial de 2017.
- Outras receitas (despesas) financeiras líquidas contribuíram negativamente com R\$ 18.013 mil devidos aos eventos ocorridos nas Distribuidoras no terceiro trimestre de 2017 e não verificado no mesmo período do ano anterior, com destaque para Coelba no valor de R\$ 12.705 mil referentes: (i) pagamento de juros no recolhimento em atraso do ICMS sobre energia R\$ 1.477 mil e ICMS sobre Diferencial de Alíquota R\$ 1.294 mil; (ii) provisão de juros Selic para devolução à Eletrobras referente ao Programa Luz para Todos (LPT) 8º tranche R\$ 8.584 mil; (iii) pagamento de Comissão em fiança Banco BEI R\$ 3.034 mil. (iv) A variação foi influenciada positivamente pela não ocorrência no 3T17 da provisão de liquidação CCEE Financeiro no montante de R\$ 1.684 mil que foi registrada no 3T16.
- Variação desfavorável da atualização da provisão para contingências / depósitos judiciais, no valor de R\$ 11.447 mil, devido principalmente, pela provisão na Celpe de uma contingência na ordem de R\$ 10 milhões (principal + juros) ocorrida no terceiro trimestre de 2017 e não verificada no mesmo período do ano anterior.
- Compensando parcialmente os impactos negativos relacionados acima, foi observada uma melhora de R\$ 11.176 mil no resultado líquido dos Encargos de Dívida, Variações Monetárias e Cambiais e dos Instrumentos Financeiros Derivativos devido aos seguintes fatores:
  - (i) 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\$ 113.025 mil nas despesas financeiras com dívida no terceiro trimestre de 2017 em comparação ao mesmo período de 2016.

Apresentamos abaixo as taxas no período e as respectivas variações comparativas dos dois principais indexadores da dívida do Grupo

Índice	3T16	3T17	Variação
	(A)	(B)	(B) - (A)
CDI	14,13%	8,14%	-5,99%
CDI acum. 3 meses	3,47%	2,25%	-1,22%
TJLP	7,50%	7,00%	-0,50%

- (ii) No terceiro trimestre de 2017 houve um aumento de 0,5% no volume médio de dívida contraída pelas 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, acrescentou à dívida consolidada o montante de R\$ 3.674.032 no 3T17. Esse cenário contribuiu para o aumento das despesas com dívida representando uma variação desfavorável de R\$ 108.284 mil, comparado ao mesmo período de 2016.
- (iii) Aumento dos juros incorporados aos investimentos (Juros sobre Obras em Andamento – JOA) representou em um efeito favorável de R\$ 6.435 mil;
- Variação favorável de R\$ 15.270 mil na Receita de Aplicações Financeiras devido, principalmente, pelo aumento de volume das disponibilidades, efeitos relacionados à incorporação da Elektro, impactando positivamente a renda de aplicação financeira em R\$ 38.800 mil. Em contrapartida, a redução de 1,22 pontos percentuais no CDI acumulado no trimestre acarretou em efeito negativo de R\$ 23.530 mil.

## 6.5. LUCRO (PREJUÍZO) LÍQUIDO

No 3T17 o Prejuízo Líquido Consolidado registrado foi de R\$ 18.436 mil, que corresponde a uma variação positiva de R\$ 2.528 mil em relação ao prejuízo líquido de R\$ 20.964 mil apurado no mesmo período de 2016.

### Lucro (Prejuízo) Líquido Consolidado (R\$ mil)



## 7. ESTRUTURA DE CAPITAL

### 7.1. PERFIL DA DÍVIDA

Em setembro de 2017, a dívida bruta consolidada da Neoenergia, incluindo empréstimos, debêntures e instrumentos financeiros, foi de R\$ 17.346.582 mil (dívida líquida R\$ 12.923.431 mil), apresentando um crescimento de 31% (R\$ 3.038.548 mil) em relação a dezembro de 2016. Neste contexto, o efeito da incorporação da Elektro representa um impacto de R\$ 3.674.032 na dívida bruta e de R\$ 2.578.069 no endividamento líquido. O valor do endividamento total em setembro de 2017, da Neoenergia contava com 68% da dívida contabilizada no longo prazo e 32% no curto prazo.

O indicador financeiro Dívida total líquida/EBITDA passou de 3,68 em 31 de dezembro de 2016 para 4,58 em 30 de setembro de 2017.

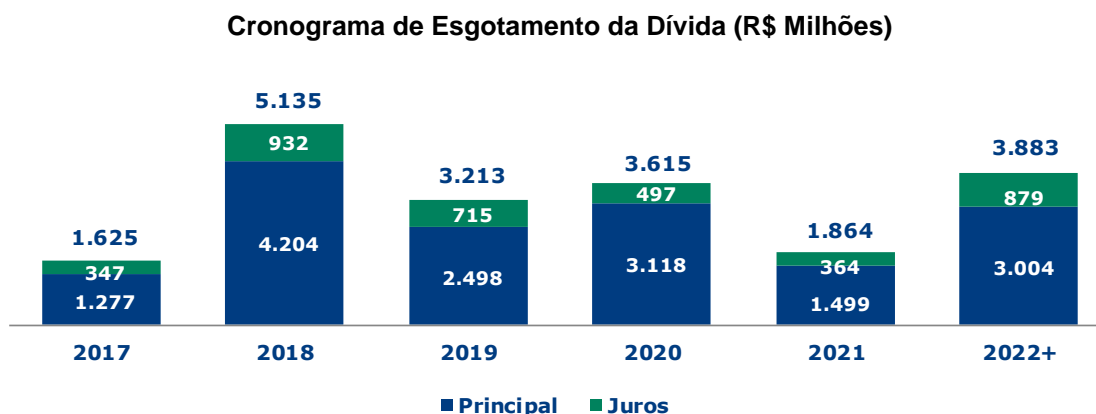
Devido à incorporação da Elektro Holding S.A. pela Companhia, em 24 de agosto de 2017, após a consolidação contábil, nos termos do Pronunciamento Técnico CPC 36 – Demonstrações Consolidadas, a Companhia reconheceu, no momento da incorporação, o saldo de todas as linhas de balanço, incluindo, mas não 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) e, portanto, não houve descumprimento contratual.

Considerando o cálculo pró-forma o valor da Dívida total líquida/EBITDA em setembro de 2017 foi de 3,53.



O gráfico abaixo apresenta o cronograma de vencimentos de principal e juros da dívida, utilizando as curvas *forward* de mercado para os indexadores e moedas atrelados ao endividamento da Companhia vigente em 30 de setembro de 2017. Sendo assim, as informações apresentadas abaixo diferem das do cronograma de vencimentos apresentado nas demonstrações financeiras de 30 de setembro de 2017, que considera os índices e moedas realizados no encerramento do período e não as projeções de mercado.



## 7.2. RATING

Em 17 de fevereiro de 2016, a agência de rating S&P rebaixou novamente o Rating soberano do Brasil. Devido à condição do setor regulado citada no primeiro parágrafo deste item, os ratings de crédito corporativo da Neoenergia, Coelba, Celpe e Cosern foram rebaixados de 'brAA+' para 'brAA-' na Escala Nacional Brasil com perspectiva negativa. Nessa data a Itapebi, Termopernambuco e NC Energia sofreram rebaixamento nos seus Ratings de Emissão que passaram de 'brAA' para 'brA+'.

Em 27 de março de 2017, a S&P reafirmou os ratings de crédito corporativo estabelecidos na revisão anterior atribuídos a Neoenergia e suas subsidiárias mantendo em 'brAA-' na Escala Nacional Brasil com perspectiva negativa.

Em 26 de julho, a Fitch Ratings Ltda. atribuiu o Rating Inicial de Longo Prazo em escala Nacional para a Elektro Redes, definindo a classificação de 'AA+(bra)', Observação Negativa. Em 04 de setembro de 2017, a Fitch removeu a Observação Negativa do Rating Nacional de Longo Prazo da Companhia e o rebaixou para 'AA-(bra)', Perspectiva Estável, após a conclusão da reestruturação societária. A 5ª emissão de debêntures simples não conversíveis em ações, no valor de R\$

300 milhões, emitida em 15 de agosto de 2011, e a 6ª emissão de debêntures simples não conversíveis em ações, no valor de R\$ 650 milhões, emitida em 12 de setembro de 2012, também tiveram seus ratings rebaixados para 'AA-(bra)'.

O quadro abaixo apresenta a evolução dos ratings na escala nacional de créditos corporativos atribuídos à Neoenergia e às distribuidoras do Grupo, além das emissões de debêntures das geradoras e da NC Energia.

Rating Corporativo - Escala Nacional	2014	2015		2016	2017
		Até Setembro	A partir de Setembro		
<b>NEOENERGIA</b>	<b>AAA</b>	<b>AAA</b>	<b>AA+</b>	<b>AA-</b>	<b>AA-</b>
Perspectiva	Estável	Negativa	Negativa	Negativa	Negativa
<b>COELBA</b>	<b>AAA</b>	<b>AAA</b>	<b>AA+</b>	<b>AA-</b>	<b>AA-</b>
Perspectiva	Estável	Negativa	Negativa	Negativa	Negativa
<b>CELPE</b>	<b>AAA</b>	<b>AAA</b>	<b>AA+</b>	<b>AA-</b>	<b>AA-</b>
Perspectiva	Estável	Negativa	Negativa	Negativa	Negativa
<b>COSERN</b>	<b>AAA</b>	<b>AAA</b>	<b>AA+</b>	<b>AA-</b>	<b>AA-</b>
Perspectiva	Estável	Negativa	Negativa	Negativa	Negativa
<b>ELEKTRO REDES</b>	<b>brAAA</b>	<b>brAA+</b>		<b>brAA-</b>	<b>AA-(bra)</b>
Perspectiva	Estável	Negativa		Negativa	Estável
<b>ITAPEBI (Rating de Emissão)</b>	<b>AA+</b>	<b>AA+</b>	<b>AA</b>	<b>A+</b>	<b>A+</b>
<b>TERMOPE (Rating de Emissão)</b>	<b>AA+</b>	<b>AA+</b>	<b>AA</b>	<b>A+</b>	<b>A+</b>
<b>NC Energia (Rating de Emissão)</b>			<b>AA</b>	<b>A+</b>	<b>A+</b>

## 8. INVESTIMENTOS

No acumulado do ano até setembro de 2017, o Grupo Neoenergia, no consolidado, realizou investimentos de R\$ 2.696 milhões, sendo 85% em distribuição e 15% em geração, transmissão e outros.

Adicionalmente, os investimentos realizados nas Companhias Controladas em Conjunto e Coligadas da Neoenergia em sua administração atingiram R\$ 309 milhões em 2017, considerando a participação da Neoenergia nos empreendimentos.


Os investimentos dos parques eólicos controlados pela Iberdrola antes da incorporação estão considerados dentro deste volume de R\$ 309 milhões. A partir do dia 24 de agosto de 2017, os parques sob o controle da Iberdrola foram incorporados a Neoenergia e, portanto, passaram a contribuir na participação da geração no investimento consolidado informado no primeiro parágrafo.

### 8.1. PROGRAMA LUZ PARA TODOS

O Programa Luz para Todos – PLT foi instituído pelo Governo em 11 de novembro de 2003 com a meta de promover o acesso à energia elétrica à população do meio rural e residencial baixa renda brasileira.

Através do Programa Luz para Todos as Distribuidoras do Grupo Neoenergia realizaram, até setembro de 2017, 785.605 ligações que promoveram desenvolvimento econômico e melhoria na qualidade de vida das pessoas atendidas na nossa área de concessão.

O número de ligações efetuadas nas quatro Distribuidoras até 30 de setembro de 2017 está demonstrado abaixo.

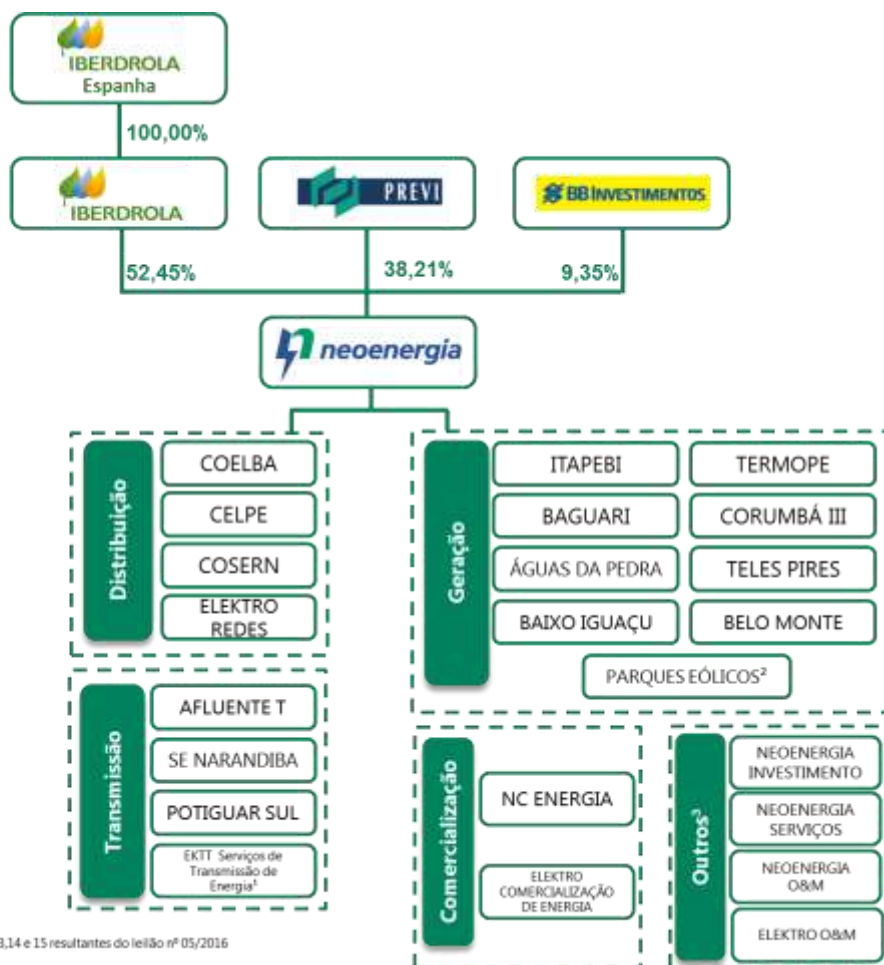


<b>Programa Luz para Todos</b>	
Ligações executadas até 2009	468.823
Ligações executadas em 2010	131.956
Ligações executadas em 2011	41.370
Ligações executadas em 2012	27.001
Ligações executadas em 2013	35.787
Ligações executadas em 2014	25.191
Ligações executadas em 2015	19.255
Ligações executadas em 2016	22.695
Ligações executadas até 30/09/2017	13.527
<b>Total de Ligações Executadas</b>	<b>785.605</b>

## Informações Complementares

### 1. COMPOSIÇÃO ACIONÁRIA DO GRUPO NEOENERGIA

A NEOENERGIA S.A. (“Neoenergia” ou a “Companhia”) é uma sociedade por ações de capital aberto domiciliada no Brasil, constituída com o objetivo principal de atuar como holding, participando no capital de outras sociedades. As controladas da Neoenergia (conjuntamente, o “Grupo”) são dedicadas primariamente às atividades de distribuição, transmissão, geração e comercialização de energia elétrica.



Nota<sup>1</sup>: Considerando empresas 12,13,14 e 15 resultantes do leilão nº 05/2016

Nota<sup>2</sup>: 29 Parques Eólicos

Nota<sup>3</sup>: Garter, Sever, Soumaya, Tacca e Titaram não operacionais

### 2. DISTRIBUIDORAS

O Grupo NEOENERGIA atua no segmento de distribuição por meio das suas controladas COELBA, CELPE, COSERN e ELEKTRO REDES.

#### COELBA

A Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia – COELBA é a concessionária de serviço público de energia elétrica destinada a explorar os sistemas de subtransmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica no Estado da Bahia, atendendo a uma população estimada de 15 milhões de habitantes em 415 dos 417 municípios do Estado.

## CELPE

A Companhia Energética de Pernambuco – CELPE é a concessionária de serviço público de energia elétrica, destinada a explorar os sistemas de subtransmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica no Estado de Pernambuco, atendendo a uma população estimada de 9,3 milhões de habitantes em 184 municípios de Pernambuco, além do Distrito de Fernando de Noronha e do município de Pedras de Fogo na Paraíba.

## COSERN

A Companhia Energética do Rio Grande do Norte – COSERN é a concessionária de serviço público de energia elétrica destinada a explorar os sistemas de subtransmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica no Estado do Rio Grande do Norte, atendendo a uma população estimada de 3,4 milhões de habitantes em 100% dos municípios do Rio Grande do Norte.

## ELEKTRO REDES

A Elektro Redes S.A., até 31 de agosto de 2016 denominada Elektro Eletricidade e Serviços S.A, com sede no município de Campinas, em São Paulo, 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, totalizando mais de 2,5 milhões de clientes.

### 2.1. Tarifas

#### 2.1.1 Reajuste / Revisão Tarifária

Conforme previsto nos Contratos de Concessão da Coelba, Cosern, Elektro Redes e Celpe, os processos de Reajuste e Revisão Tarifária são determinantes para o entendimento da receita do segmento de distribuição de energia elétrica. A seguir, são apresentados os índices de reajustes aprovados pela ANEEL.

Grupo de Consumo	Reajuste Tarifário			Revisão Tarifária
	COELBA	COSERN	ELEKTRO REDES	CELPE
AT - Alta Tensão (>2,3kV)	3,50%	4,07%	10,27%	4,85%
BT - Baixa Tensão (<2,3kV)	2,77%	3,08%	10,47%	8,87%
<b>Efeito tarifário médio AT+BT</b>	<b>3,00%</b>	<b>3,38%</b>	<b>10,40%</b>	<b>7,62%</b>

## COELBA

A ANEEL, através da Resolução Homologatória nº 2.222 de 18 de abril de 2017, publicada no Diário Oficial da União do dia 20 de abril de 2017, homologou o resultado do Reajuste Tarifário Anual da Companhia, em 6,59%, dos quais 2,47% correspondem ao reajuste tarifário econômico e 4,12% aos componentes financeiros pertinentes.

Considerando como referência os valores praticados atualmente, o efeito tarifário médio a ser percebido pelos consumidores da concessionária é de 3,00%.

As novas tarifas entraram em vigor a partir do dia 22 de abril de 2017 com vigência até 21 de abril de 2018.

## **COSERN**

A ANEEL, através da Resolução Homologatória nº 2.221, de 18 de abril de 2017, publicada no Diário Oficial da União do dia 20 de Abril de 2017, homologou o resultado do Reajuste Tarifário Anual da Companhia, em 3,10%, dos quais 3,35% correspondem ao reajuste tarifário econômico e -0,25% aos componentes financeiros pertinentes.

Considerando como referência os valores praticados atualmente, o efeito tarifário médio a ser percebido pelos consumidores da concessionária é de 3,38%.

As novas tarifas entraram em vigor a partir do dia 22 de abril de 2017 com vigência até 21 de abril de 2018.

## **ELEKTRO REDES**

A ANEEL, através da Resolução Homologatória nº 2.290 de 25 de agosto de 2017, publicada no Diário Oficial da União do dia 25 de agosto de 2017, homologou o resultado do Reajuste Tarifário Anual da Companhia. Considerando como referência os valores praticados atualmente, o efeito tarifário médio a ser percebido pelos consumidores da concessionária é de 10,40%, dos quais 4,82% correspondem ao reajuste tarifário econômico e 5,58% aos componentes financeiros pertinentes.

As novas tarifas entraram em vigor a partir do dia 27 de agosto de 2017 com vigência até 27 de agosto de 2018.

## **CELPE**

A ANEEL, através da Resolução Homologatória nº 2.226 de 26 de abril de 2017, publicada no Diário Oficial da União do dia 25 de abril de 2017, homologou o resultado da Revisão Tarifária Periódica (RTP) da Companhia, de 10,47%, dos quais 8,36% correspondem ao reposicionamento tarifário econômico e 2,11% aos componentes financeiros pertinentes.

Considerando como referência os valores praticados atualmente, o efeito tarifário médio foi percebido pelos consumidores da concessionária é de 7,62%.

As novas tarifas entraram em vigor a partir do dia 29 de abril de 2017 com vigência até 28 de abril de 2018.

A RTP 2017 refletiu as condições estruturais de remuneração dos investimentos do novo ciclo tarifário e a complexidade social da área de concessão da CELPE, reconhecendo suas implicações nos índices de inadimplência, cujo limite regulatório passou de 0,98% para 1,4%, e de perdas, que passou de 14,5% para em torno de 16%. A Base de Remuneração Regulatória (BRR) foi ajustada em 20%, já descontados os efeitos de variações de mercado e reajustes anuais da parcela B, chegando a uma Base Líquida de R\$ 3,5 bilhões após a revisão. Esse aumento incorpora os investimentos efetuados ao longo do ciclo para melhoria de qualidade e combate a perdas. Em relação à qualidade, a evolução das metas para o DEC do próximo ciclo apresenta variações anuais inferiores às do ciclo anterior, atribuindo 13,83 horas a 2018 e atingindo 13,27 horas em 2021. O detalhamento da revisão tarifária poderá ser encontrado nos resultados da Audiência Pública (AP) 003/2017, disponível no site da ANEEL.

### **2.1.2 Bandeira Tarifária**

A partir de janeiro de 2015, as contas de energia estão sendo faturadas conforme o Sistema de Bandeiras Tarifárias (Resolução Normativa nº 547/2013 da ANEEL). As bandeiras tarifárias consideram as variações dos custos de geração por fonte termelétrica e da exposição aos preços de liquidação no mercado de curto prazo que afetam os agentes de distribuição de energia elétrica conectados ao Sistema Interligado Nacional – SIN.

O sistema possui três classificações de bandeiras que indicam se a energia custará mais ou menos em função das condições de geração de eletricidade. Em 27 de fevereiro de 2015 os valores das Bandeiras Tarifárias foram ajustados conforme Resolução Homologatória ANEEL nº 1859/2015. Posteriormente tais valores e faixas foram ajustados por meio da Resolução Homologatória nº 2.016, de 26 de janeiro de 2016. Recentemente, em fevereiro de 2017, os valores foram ajustados por meio da Resolução Homologatória nº 2.203, de 14 de fevereiro de 2017:

- **Bandeira verde:** A tarifa não sofre nenhum acréscimo.
- **Bandeira amarela:** A tarifa sofre acréscimo de R\$ 0,020 para cada quilowatt-hora (kWh) consumido. Ou seja, R\$ 2,00 para cada 100 kWh consumidos, sem contar com os impostos.
- **Bandeira vermelha patamar 1:** A tarifa sofre acréscimo de R\$ 0,030 para cada quilowatt-hora (kWh) consumido. Ou seja, R\$ 3,00 para cada 100 kWh consumidos, sem contar com os impostos.
- **Bandeira vermelha patamar 2:** A tarifa sofre acréscimo de R\$ 0,035 para cada quilowatt-hora (kWh) consumido. Ou seja, R\$ 3,50 para cada 100 kWh consumidos, sem contar com os impostos.

Nos meses de janeiro de 2015 a janeiro de 2016 a bandeira tarifária vermelha foi acionada. Em fevereiro de 2016 passou a vigorar a bandeira vermelha patamar 1, em março de 2016, a bandeira amarela e de abril a outubro de 2016, a bandeira verde. Em novembro de 2016 foi acionada a bandeira amarela. De dezembro de 2016 a fevereiro de 2017 vigorou a bandeira verde e em março de 2017 foi acionada a bandeira amarela. Em abril e maio de 2017 foi acionada a bandeira vermelha patamar 1, e em setembro de 2017 vigorou a bandeira amarela. A partir de 01 de outubro de 2017, passa a vigorar a bandeira tarifária patamar 2.

### **3. GERADORAS**

---

#### **3.1 Usinas em Operação**

O Grupo Neoenergia atua no segmento de geração por meio de vinte usinas geradoras atualmente em operação, sendo cinco hidrelétricas, uma Termelétrica, quinze parques eólicos e uma Termelétrica Diesel.

Além destes encontram-se em fase de construção 1 parque eólico e 2 hidrelétricas, somando um total de 25 ativos de geração.

O quadro a seguir apresenta os ativos de geração em operação e em construção do Grupo Neoenergia.

Geração em Operação	Tipo de Usina	Participação Direta e Indireta Neoenergia	Localidade	Capacidade Instalada	Energia Assegurada	Data da Concessão		
						Autorização	Vencimento	
<b>CELPE</b> Fernando de Noronha	Termelétrica Diesel	89,65%	Fernando de Noronha - PE	4,08	1,6 MW	21/12/1989	21/12/2019	
<b>ITAPEBI</b> UHE Itapebi <sup>1</sup>	Hidrelétrica - UHE	100,00%	Rio Jequitinhonha - BA	462,01	214,3 MW	28/05/1999	31/08/2035	
<b>TERMOPE</b> UTE Termope	Termelétrica - UTE	100,00%	Suape - Ipojuca - PE	532,70	504,2 MW	18/12/2000	18/12/2030	
<b>CORUMBÁ III</b> UHE Corumbá III	Hidrelétrica - UHE	70,00%	Rio Corumbá - GO	96,45	50,9 MW	07/11/2001	14/02/2037	
<b>BAGUARI I</b> UHE Baguari	Hidrelétrica - UHE	51,00%	Rio Doce - MG	140,00	80,2 MW	15/08/2006	14/08/2041	
<b>ÁGUAS DA PEDRA</b> UHE Dardanelos	Hidrelétrica - UHE	51,00%	Rio Aripuanã - MT	261,00	154,9 MW	03/07/2007	02/01/2043	
<b>TELES PIRES</b> Teles Pires	Hidrelétrica - UHE	51,00%	Rio Teles Pires - MT/PA	1.819,80	930,7 MW	07/06/2011	06/06/2046	
<b>BELO MONTE</b> Belo Monte	Hidrelétrica - UHE	10,00%	Rio Xingu - PA	3.899,76	3.711,8 MW	26/08/2010	25/08/2045	
<b>PARQUES EÓLICOS</b>								
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					30,00	13,3 MW	29/10/2012	28/10/2042
EOL Caetitê 2			Caetitê - BA	30,00	11,2 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 Canoas			São José do Sabugí – PB	31,50	17,7 MW <sup>3</sup>	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 Sabugí – PB	31,50	17,5 MW <sup>3</sup>	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 Santana 1			Bodó-RN	30,00	17,3MW <sup>3</sup>	14/11/2014	13/11/2049	
EOL Santana 2			Lagoa Nova-RN	24,00	13,1MW <sup>3</sup>	14/11/2014	13/11/2049	

<sup>1</sup> A Itapebi é controlada diretamente pela Neoenergia (42%) e indiretamente pela Termopernambuco (58%)

### 3.2. Usinas em Implantação

Geração em Construção	Tipo de Usina	Participação Direta e Indireta da Neoenergia	Localidade	Capacidade Instalada	Energia Assegurada	Data da Concessão	
						Autorização	Vencimento
<b>BELO MONTE</b> Belo Monte	Hidrelétrica - UHE	10,00%	Rio Xingu - PA	7.333,34	859,2 MW	26/08/2010	25/08/2045
<b>GERAÇÃO CÉU AZUL</b> Baixo Iguaçu	Hidrelétrica - UHE	70,00%	Rio Iguaçu - PR	350,20	171,3 MW	20/08/2012	14/09/2049
<b>PARQUES EÓLICOS</b> EOL Lagoa 1			Santa Luzia – PB	31,50	18,7 MW <sup>3</sup>	04/08/2015	03/08/2050

<sup>3</sup> GF revisada as características técnicas do projeto - ACATI Sistema de Alteração de Características Técnicas Integrado

## 4. TRANSMISSÃO

### 4.1 Transmissão em Operação:

O segmento de transmissão em operação do Grupo Neoenergia é composto pelos seguintes ativos:

Transmissão - Em operação	Tipo	Participação Neoenergia	Localização	Entrada Operação	Prazo de Concessão
<b>AFLUENTE T</b>					
<b>Linhas de Transmissão (Extensão Total 489,1 Km)</b>					
LT 230 KV Itagibá - Funil C-1				13/09/2009	
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			BA	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	Transmissão	87,80%		31/12/1990	08/08/2027
LT 138 KV Funil - Poções C-1				01/05/1993	
<b>Subestações Rede Básica</b>					
Pólo (4 Entradas de Linha)				02/08/2009	
Ford (2 Entrada de Linha)				30/09/2001	
Funil (2 Entradas de Linha)			BA	31/12/2002	
Camaçari IV (2 Entradas de Linha)				18/01/2015	
Tomba				31/12/1990	
Brumado II				11/12/2002	
Itagibá				13/09/2009	
<b>SE NARANDIBA</b>					
Subestação de Narendiba			BA	06/06/2011	28/01/2039
Subestação de Narendiba - Ampliação	Transmissão	100%		20/02/2014	
Subestação Brumado II				21/09/2014	28/08/2042
Subestação Extremoz II			RN	04/07/2015	10/05/2042
<b>POTIGUAR SUL (Extensão Total 190,1 Km)</b>					
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	

## 4.2 Transmissão em Implantação:

Transmissão - Em implantação	Tipo	Participação Neoenergia	Localização	Entrada Operação	Prazo de Concessão
<b>EKTT 12-A</b> <b>Linhas de Transmissão (Extensão Total 583 Km)</b> LT 230 KV Nova Porto Primavera – Rio Brilhante LT 230 KV Rio Brilhante – Campo Grande 2 LT 230 KV Campo Grande 2 – Imbirussu LT 230 KV Nova Porto Primavera – Ivinhema 2 LT 230 KV Rio Brilhante Dourados 2 LT 230 KV Dourados 2 - Dourados	Transmissão	100 %	MS / SP	31/07/2022	31/07/2047
MS			31/07/2022		
MS			31/07/2022		
MS / SP			31/07/2022		
MS			31/07/2022		
MS			31/07/2022		
MS			31/07/2022		
<b>Subestações Rede Básica</b> SE Dourados 02			MS	31/07/2022	
<b>EKTT 13-A</b> <b>Subestações Rede Básica</b> SE Fernão Dias (COMPARTILHADA)	Transmissão	100 %	SP	31/01/2021	31/07/2047
<b>EKTT 14-A</b> <b>Subestações Rede Básica</b> SE Biguaçu (COMPARTILHADA)			SC	31/01/2021	
<b>EKTT 15-A</b> <b>Subestações Rede Básica</b>			CE	31/01/2021	
SE Sobral III (COMPARTILHADA)					