

Companhia Energética de Pernambuco
Release
Em 30 de Março de 2017 e 2016

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

Disclaimer

Esse documento foi preparado pela Celpe S.A. ("CELPE"), visando indicar a situação geral e o andamento dos negócios da Companhia. O documento é propriedade da CELPE e não deverá ser utilizado para qualquer outro propósito sem a prévia autorização escrita da CELPE.

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 CELPE 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 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 CELPE.

Resultado do Período

Indicadores Econômicos - R\$ mil	1T17	1T16	Variação %
Receita Operacional Bruta	1.784.618	1.626.883	9,70
Receita Operacional Líquida	1.179.317	999.646	17,97
EBITDA	132.866	73.358	81,12
Resultado do Serviço	84.346	31.314	169,36
Resultado Financeiro	(70.206)	(47.811)	46,84
Lucro Líquido	7.467	(12.477)	(159,85)
Margem EBITDA (%)	11,27%	7,34%	3,93p.p
Margem Operacional (%)	7,15%	3,13%	4,02p.p
Margem Líquida (%)	0,63%	-1,25%	1,88p.p

Indicadores Financeiros - R\$ mil	mar/17	dez/16	Variação %
Ativo Total	5.939.290	5.537.440	7,26
Dívida Bruta	2.588.558	2.222.587	16,47
Patrimônio Líquido	1.612.310	1.603.721	0,54
Dívida Total Líquida ¹	2.123.743	2.022.876	4,99
Dívida Total Líquida /EBITDA *	4,38	4,76	(7,91)
Dívida Total Líquida /(Dívida Total Líquida + PL)	0,57	0,56	1,91
Patrimônio Líquido/Ativo Total	0,27	0,29	(6,27)

Nota 1: Dívida Líquida de disponibilidades, aplicações financeiras e títulos e valores mobiliários

*EBITDA dos últimos 12 meses

1. EVOLUÇÃO DO NEGÓCIO

1.1 Número de Consumidores Ativo

A Companhia encerrou o primeiro trimestre de 2017 com o total de 3.627.051 consumidores, representando um crescimento de 2,08%, equivalente a 73.833 novas unidades consumidoras, em relação ao mesmo período de 2016.

O acréscimo observado entre os períodos analisados está concentrado na classe residencial, que representa 88,15% dos clientes da Celpe, registrando um crescimento de 2,26%, aumento de 70.588 novos consumidores, em relação ao mesmo período de 2016. As classes Industrial e Comercial apresentaram um crescimento de 1,47% e 1,34% respectivamente.

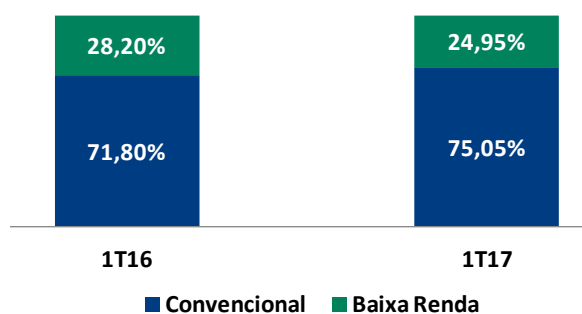
Descrição	Número de Consumidores					
	1T16	1T17	Variação Vertical %		Variação Horizontal %	
			1T16	1T17	1T16 / 1T17	
Residencial	3.126.631	3.197.219	87,99%	88,15%	70.588	2,26%
Industrial	5.167	5.243	0,15%	0,14%	76	1,47%
Comercial	228.195	231.256	6,42%	6,38%	3.061	1,34%
Rural	161.149	161.140	4,54%	4,44%	-9	-0,01%
Poder Público	23.095	22.458	0,65%	0,62%	-637	-2,76%
Iluminação Pública	5.174	5.445	0,15%	0,15%	271	5,24%
Serviço Público	3.512	3.969	0,10%	0,11%	457	13,01%
Subtotal	3.552.923	3.626.730	99,99%	99,99%	73.807	2,08%
Consumo Próprio	269	302	0,01%	0,01%	33	12,27%
Suprimento	26	19	0,00%	0,00%	-7	-26,92%
Total	3.553.218	3.627.051	100,00%	100,00%	73.833	2,08%

1.2 Participação do Segmento Baixa Renda na Classe Residencial

O número de consumidores residenciais em março de 2017 representa 88,13% do total de clientes/contratos ativos, e destes 24,95% são consumidores enquadrados como residencial baixa renda, em conformidade com a Lei nº. 12.212/2010, regulamentada pela Resolução ANEEL nº. 414/2010.

No 1T16 esse número era de 28,20%, sendo esta variação motivada pelo reenquadramento dos clientes nos novos critérios adotados pela ANEEL 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.

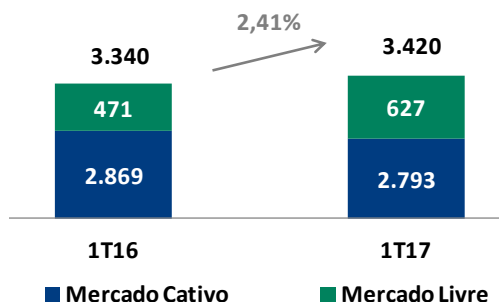
Descrição	Evolução do número de Consumidores Residenciais	
	1T16	1T17
Convencional	2.244.785	2.399.396
Baixa Renda	881.846	797.823
Total	3.126.631	3.197.219



1.3 Energia Distribuída

A energia distribuída (cativo + livre) pela Celpe no 1T17 foi 3.420 GWh, um crescimento de 2,41% em relação ao mesmo período de 2016. No mercado cativo foi registrada uma redução de 2,65%, resultado de migrações de clientes para o mercado livre, o qual cresceu 33,21%.

Descrição	Energia Distribuída em GWh			
	1T16	1T17	Variação Horizontal %	
			1T16 / 1T17	
Mercado Cativo	2.869	2.793	-76	-2,65%
Mercado Livre	471	627	156	33,21%
Total	3.340	3.420	80	2,41%



1.4 Comportamento do Mercado Cativo

Classe	1T16		1T17		Variação 1T16/1T17		Participação 1T17	
	Receita (R\$ mm)	Volume (GWh)	Receita (R\$ mm)	Volume (GWh)	Receita	Volume	Receita	Volume
Residencial	684	1.229	721	1.290	5,3%	5,0%	49,7%	46,2%
Industrial	197	413	128	275	-35,0%	-33,3%	8,8%	9,9%
Comercial	391	669	369	632	-5,7%	-5,5%	25,4%	22,6%
Rural	49	141	62	182	24,6%	28,9%	4,2%	6,5%
Poder Público	85	156	83	156	-1,3%	0,2%	5,8%	5,6%
Iluminação Pública	40	112	40	115	0,9%	3,4%	2,8%	4,1%
Serviço Público	51	146	47	138	-8,0%	-5,8%	3,2%	4,9%
Subtotal	1.497	2.865	1.450	2.789	-3,2%	-2,7%	100,0%	99,9%
Consumo Próprio	-	4	-	4	-	2,6%	0,0%	0,1%
Total	1.497	2.869	1.450	2.793	-3,2%	-2,6%	100,0%	100,0%

No 1T17, o volume total de energia vendida no mercado regulado da Companhia foi de 2.793 GWh, representando um decréscimo de 2,6% quando comparado com o mesmo período do ano anterior. A Receita com o Fornecimento de Energia Elétrica alcançou R\$ 1.450 milhões no 1T17, redução de 3,2% em relação ao mesmo período do ano anterior, devido aos fatores que serão detalhados no item 4.1.1 de Receita Operacional.

A classe residencial apresentou um acréscimo de 5,0%, atingindo um consumo de 1.290 GWh. Esta classe detém a maior parcela do consumo total cativo da Celpe, com uma participação de 46,2%. Apesar de a classe ser negativamente influenciada pela conjuntura econômica, com aumento no nível de desemprego, queda na renda e aumento no nível de inadimplência, o calendário de leitura do período favoreceu a variação do consumo em relação ao mesmo período do ano anterior.

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 33,3% 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 e inflação, além de migrações de clientes especiais para o mercado livre. Portanto, neste trimestre o consumo de energia dessa classe recuou 5,5% em relação ao mesmo período do ano anterior.

A classe rural apresenta seu desempenho bastante vinculado ao comportamento das variáveis climáticas, tendo registrado um crescimento de 28,9%, devido à redução do índice pluviométrico no período.

1.5 Balanço Energético – MWh

LEGENDA										Em MWh	
1T17										Residencial	
1T16										%	
LEILÃO ENERGIA EXISTENTE	%	Contratos								1.290.153	
25.433	0,64%	3.994.082								46,20%	
174.783	4,54%	3.854.023								1.228.774	
										42,83%	
ITAPEBI	%	Uso Distribuidoras								Industrial	
-	0,00%	42.639								%	
-	0,00%	38.028								275.250	
										9,86%	
										412.682	
										14,39%	
QUOTAS (HIDRO + ANGRA)	%	Mercado Livre								Comercial	
1.098.363	27,50%	627.456								%	
1.125.500	29,20%	471.016								632.005	
										22,63%	
										668.524	
										23,30%	
TERMOPE	%	Perdas Rede Básica								Rural	
755.341	18,91%	92.279								%	
868.939	22,55%	88.727								182.276	
										6,53%	
										141.428	
										4,93%	
NC ENERGIA	%	Sobras								Outros	
-	0,00%	322.762								%	
-	0,00%	150.523								413.066	
										14,79%	
										417.309	
										14,55%	
AFLUENTE	%	Geração Própria (FN)									
-	0,00%	4.671									
-	0,00%	4.463									
PROINFA	%	LEGENDA									
63.765	1,60%	1T17									
63.466	1,65%	1T16									
MCS D	%										
-	0,00%										
14.779	0,38%										
LEILÃO ENERGIA NOVA	%										
2.026.525	50,74%										
1.583.330	41,08%										
TERMOAÇU	%										
-	0,00%										
-	0,00%										
LEILÃO FONTE ALTERNATIVA	%										
24.654	0,62%										
23.227	0,60%										

Injetada		Injetada	
4.253.806	4.253.806	4.253.806	4.253.806
4.128.281	4.128.281	4.128.281	4.128.281

Mercado Próprio		%	
2.792.751	65,65%	2.868.717	69,49%

Mercado Livre		%	
627.456	14,75%	471.016	11,41%

Perda Distribuição		%	
790.959	18,59%	750.520	18,18%

Uso Distribuidoras		%	
42.639	1,00%	38.028	0,92%

A energia injetada atingiu o patamar de 4.253.806 MWh no primeiro trimestre de 2017, apresentando um crescimento de 3,0% com relação a igual período de 2016. Do total da energia injetada, 65,7% foi destinada ao consumo regulado, 14,8% para o consumo do mercado livre, 1,0% para o suprimento de fronteira.

1.6 Energia Contratada

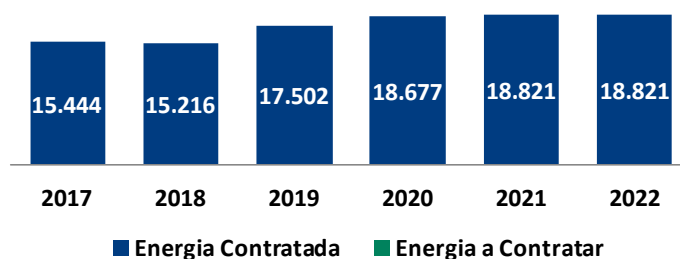
A energia contratada para atender ao mercado da CELPE no 1º trimestre de 2017, totalizou 3.994 GWh, o que representa um acréscimo de 3,63% em relação a 2016. Este acréscimo foi decorrente do início de vigência dos contratos de leilões dos quais a empresa participou em anos anteriores. A energia foi adquirida a um custo médio total acumulado de R\$ 173,98/MWh, enquanto o PLD médio do Nordeste para o período foi de R\$ 195,97/MWh.

Ainda neste trimestre a CELPE teve uma sobra contratual de 8,79%, o que representa 323 GWh, 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 que exceder poderá 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.

Este cenário de sobrecontratação foi generalizado entre as distribuidoras do país e neste sentido houve um esforço tanto dos órgãos reguladores quanto dos agentes do setor (compradores e vendedores) no intuito de reduzir as sobras do Brasil. A CELPE participou dos mecanismos regulados existentes para redução do seu nível contratual em 2017 chegando a devolver 5,60% do seu montante contratado atingindo o lastro citado acima.

No gráfico a seguir apresentamos a energia contratada e a contratar em GWh para o período de 2017 a 2022 para o mercado da Companhia em 31/03/2017 baseada na expectativa de crescimento

Descrição	Energia Contratada (base 31/03/2017)					
	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Energia Contratada	15.444	15.216	17.502	18.677	18.821	18.821
Energia a Contratar	0	0	0	0	0	0
Total	15.444	15.216	17.502	18.677	18.821	18.821



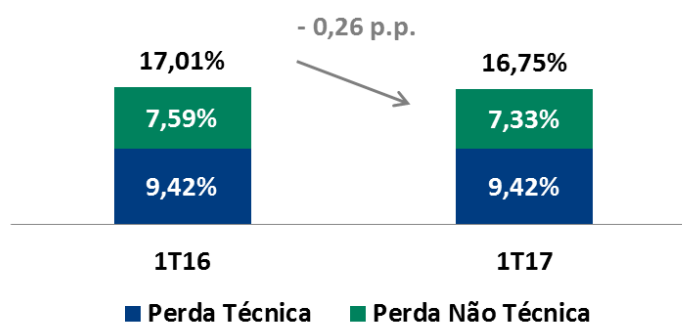
1.7 Índice de Perdas

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 da Celpe até Março de 2017, comparado ao mesmo período do ano anterior.

Índice de Perdas (%)

Últimos 12 meses



Nota: Valor provisório passível de mudança, caso ocorra serão informados no próximo relatório trimestral.

Limite Regulatório

14,52%

A Celpe apresentou um decréscimo de 0,26 p.p. no Índice de Perdas Globais em relação ao mesmo período de 2016, destacando-se a redução de 0,26 p.p. das Perdas Não Técnicas. A redução deve-se à continuidade na execução das ações previstas no Plano de Redução de Perdas. Em 2017, a distribuidora já investiu mais de R\$ 30,58 milhões. As principais ações desenvolvidas foram.

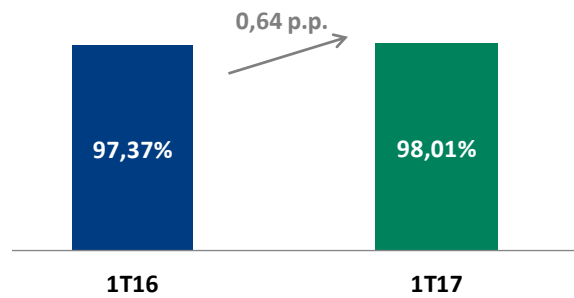
- Realização de mais de 37,1 mil inspeções e recuperação de 24,9 GWh de energia;
- Substituição de 12,6 mil equipamentos de medição, com equipes de enlace;
- Atuação concentrada em áreas de perdas elevadas com aplicação de blindagem adequada às características do local, incorporando mercado, minimizando a possibilidade de realização de irregularidade e facilitando as ações comerciais como leitura, corte, religação e acompanhamento de cortados. Já foram blindadas mais de 4 mil unidades consumidoras;
- Para os clientes com maiores riscos de fraude no Grupo A, já foram realizadas 146 instalações de equipamento de medição encapsulada.

1.8 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 da Celpe no 1T17 e seu comportamento em relação ao mesmo período de 2016.

Índice de Arrecadação (%)

Últimos 12 meses



No primeiro trimestre de 2017, o Índice de Arrecadação da Celpe apresentou aumento de 0,64 p.p. em relação ao primeiro trimestre de 2016.

Em 2017, o mercado de energia continua sendo impactado negativamente pela conjuntura econômica desfavorável, com os altos níveis de desemprego, inflação e taxas de juros, provocando uma tendência de aumento da inadimplência. Em contrapartida, verificamos o impacto positivo da bandeira tarifária verde em janeiro e fevereiro de 2017, com redução do faturamento em comparação ao mesmo período de 2016, onde incidiu a bandeira vermelha. Em março de 2017, o faturamento voltou a sofrer incremento em decorrência da alteração da bandeira tarifária para amarela, ocasionada pelos baixos níveis dos reservatórios e, conseqüentemente, o acionamento das termoeletricas para geração de energia. As bandeiras tarifárias são definidas mensalmente pela ANEEL.

Apesar do cenário desfavorável, o indicador mostra um crescimento da arrecadação em 2017, como resultado da influência positiva das bandeiras, aliada às estratégias adotadas para intensificar a arrecadação e combater a inadimplência, que exigiu da Celpe um maior desempenho para manter os níveis de arrecadação dos faturamentos por meio de medidas incisivas que assegurassem o resultado. A seguir, as ações que se destacaram:

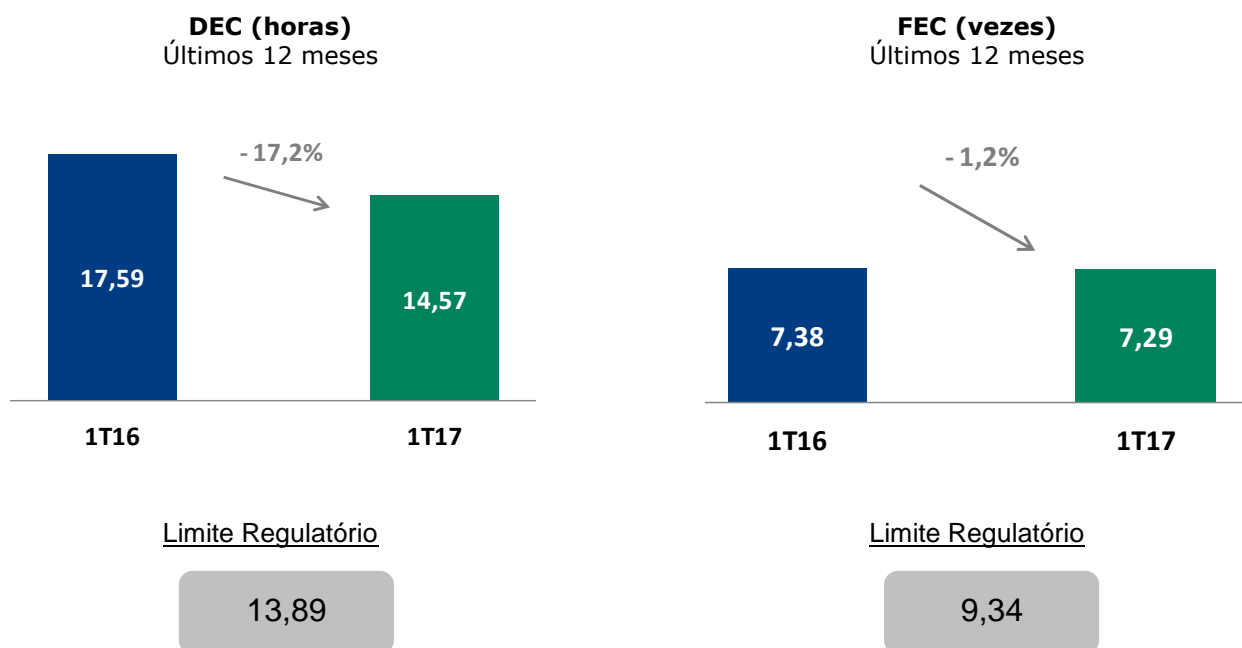
- Intensificação das suspensões de fornecimento de energia elétrica, com 155 mil de suspensões no trimestre, representando aumento de 26 mil suspensões em relação ao mesmo período de 2016;
- Manutenção do volume de ações administrativas de menor custo, com foco nas dívidas de baixo risco de recebimento:
 - 1,7 milhões de negativas, com efetividade média de 63%;
 - 3,9 milhões de acionamentos por URA (Unidade de Resposta Audível) e SMS (Serviço de Mensagem);
- Intensificação da atuação das Assessorias de Cobrança, com R\$65 milhões arrecadados em 2017, representando aumento de R\$27 milhões em relação à arrecadação do primeiro trimestre de 2016;
- Redução do prazo dos parcelamentos para mitigar o risco de inadimplência e maximizar a arrecadação das parcelas;
- Interação com a área jurídica para revisão do andamento processual das liminares ativas;
- Intensificação das negociações com órgãos do Poder Público, visando à recuperação de dívidas antigas;
- Foco nos maiores débitos dos grandes clientes, com acompanhamento diferenciado das negociações realizadas para garantir o cumprimento do acordo;
- Parametrização do processo de cobrança, tornando as ações sistemáticas para os grandes clientes.
- 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.

1.9 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 a duração e a quantidade média de falhas por consumidor ocorridas na rede de distribuição de energia elétrica. O cálculo desses índices considera a média móvel dos últimos 12 meses.

A apuração dos indicadores de qualidade acumulado 12 meses até o primeiro trimestre de 2017 apresenta uma trajetória decrescente. A Celpe apresentou o DEC 3,02 horas e o FEC 0,09 vezes abaixo dos índices apurados no mesmo período do ano anterior. Esse cenário é reflexo dos investimentos da Companhia na melhoria da qualidade da sua rede de distribuição e do seu atendimento as ocorrências identificadas na rede.

Os indicadores da Companhia são apresentados a seguir:



2 INVESTIMENTOS

A Companhia vem realizando investimentos tanto na área técnica quanto comercial, visando melhorar a continuidade e a qualidade do fornecimento de energia para atender o crescimento do mercado e garantir a satisfação de seus clientes. No acumulado no ano até março de 2017 foi investido o montante de R\$ 163.533 mil.

Os recursos aplicados nesse período foram direcionados para a melhoria dos indicadores de qualidade, combate às perdas de energia elétrica, reforço da rede de distribuição de energia elétrica, novas ligações, extensão de redes e novas conexões.

3 DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO

3.1 Resultado do Trimestre

Descrição	Acumulado -R\$ Mil		Variação	
	1T17	1T16	R\$ Mil	%
Receita Bruta	1.784.618	1.626.883	157.735	9,70
Deduções da Receita Bruta	(605.301)	(627.237)	21.936	(3,50)
Receita Líquida	1.179.317	999.646	179.671	17,97
Custos de Bens e/ou Serviços Vendidos	(988.167)	(855.984)	(132.183)	15,44
Resultado Bruto	191.150	143.662	47.488	33,06
Outras Despesas Operacionais	(106.804)	(112.348)	5.544	(4,93)
Resultado do Serviço (I)	84.346	31.314	53.032	169,36
Amortização / Depreciação	48.520	42.044	6.476	15,40
EBITDA	132.866	73.358	59.508	81,12
Resultado Financeiro (II)	(70.206)	(47.811)	(22.395)	46,84
Resultado Operacional (I) + (II)	14.140	(16.497)	30.637	(185,71)
IR e CPLL	(6.673)	4.020	(10.693)	(266,00)
Lucro do Período	7.467	(12.477)	19.944	(159,85)

3.1.1 Receita Operacional

3.1.1.1 Receita Operacional Bruta

Receita Operacional Bruta - R\$ Mil	Acumulado -R\$ Mil		Variação	
	1T17	1T16	R\$ Mil	%
Residencial	720.529	683.980	36.549	5,34
Industrial	128.000	196.958	(68.958)	(35,01)
Comercial	368.954	391.144	(22.190)	(5,67)
Rural	61.528	49.370	12.158	24,63
Poder Público	83.376	84.507	(1.131)	(1,34)
Iluminação Pública	40.412	40.041	371	0,93
Serviço Público	47.016	51.096	(4.080)	(7,99)
Receita de Uso de Rede	56.357	44.182	12.175	27,56
Fornecimento Faturado	1.506.173	1.541.278	(35.105)	(2,28)
Fornecimento Não Faturado	(1.462)	(36.895)	35.433	(96,04)
Fornecimento de energia	1.504.711	1.504.383	328	0,02
Subvenção à tarifa social baixa renda	88.966	75.338	13.628	18,09
Câmara de Comercialização de Energia - CCEE	49.488	79.443	(29.955)	(37,71)
Valores a Receber da parcela A e Outros Itens Financeiros	(81.934)	(240.536)	158.602	(65,94)
Receita de construção da infraestrutura da concessão	150.742	176.698	(25.956)	(14,69)
Outras receitas	72.645	31.557	41.088	130,20
Receita Operacional Bruta	1.784.618	1.626.883	157.735	9,70

A Companhia apresentou no primeiro trimestre de 2017 uma Receita Bruta de R\$ 1.784.618 mil, representando um acréscimo de 9,7% em relação ao valor de R\$ 1.626.883 mil do mesmo período em 2016.

Os fatores determinantes pelo aumento da Receita Bruta foram:

- O aumento na receita de uso de rede do consumidor livre em 27,6%, no valor de R\$ 12.175 mil, em virtude, principalmente, da migração de clientes industriais para o mercado livre que contribuiu com um aumento do consumo em 156 GWh, representando um crescimento de 33,21%, assim o impacto do efeito volume foi de R\$ 14.674 mil. Compensado pelo efeito preço negativo de R\$ 2.496 mil através de uma ligeira redução da tarifa média no período analisado.
- A variação positiva de R\$ 158.602 mil entre os trimestres é resultante da redução da constituição normal passiva no valor de R\$ 147.564 mil, e da redução da amortização normal passiva no valor de R\$ 11.038 mil, com base nos saldos homologados pela ANEEL nos reajustes tarifários de 2016 e 2015.

- ✓ No 1T17, a conta contábil dos “Valores a Receber de Parcela A e Outros Itens Financeiros” apresentou o valor passivo de R\$ 81.934 mil, sendo composto da constituição normal dos passivos de R\$ 52.954 mil decorrentes os custos realizados abaixo da cobertura tarifária e R\$ 28.980 mil referente à reversão passiva da Parcela A.
- Aumento de R\$ 41.088 mil, em outras receitas operacionais, devido principalmente à variação do ativo financeiro indenizável da concessão, atualizado com base no mesmo índice de atualização da BRR (IPCA).

O aumento da Receita foi compensado parcialmente pela:

- Redução da Receita de Fornecimento Faturado em R\$ 47.280 mil, excluindo-se o efeito da variação positiva de R\$ 12.175 mil do uso de rede já explicada. A redução foi decorrente, principalmente, de dois efeitos: (i) Efeito do Volume da Energia Distribuída e (ii) Efeito do Preço da Energia Distribuída
 - (i) Efeito do Volume: Redução de 2,65% no volume de energia distribuída no mercado cativo, com destaque negativo para a classe industrial, impactando negativamente a Receita de Fornecimento em R\$ 39.742 mil.
 - (ii) Efeito Preço: A redução no valor de R\$ 7.538 mil impactando negativamente a Receita de Fornecimento devido uma ligeira redução da tarifa média no período analisado. No primeiro trimestre de 2016, a bandeira vermelha estava em vigor, assim uma receita complementar era adicionada a cada quilowatt-hora (kWh) consumido, em contrapartida, no mesmo período de 2017 estava em vigor a bandeira verde até fevereiro e bandeira amarela em março – sem receita adicional para as empresas, ou custo adicional para os consumidores.
- Variação negativa de 38%, no valor de R\$ 29.955 mil, na venda de energia de curto prazo na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica “CCEE”, devido, principalmente pela rentabilização de SE Pau Ferro de R\$ 47 milhões no 1T16, sendo o evento não recorrente em 2017. A receita de vendas no MCP em função das sobras de energia registradas sofreu uma variação positiva de R\$ 17.045 mil no primeiro trimestre de 2017 em relação ao mesmo período de 2016.
- Acréscimo de R\$ 25.956 mil equivalente a 14,7% na Receita de Construção de Infraestrutura da Concessão, sem impacto no resultado, pois temos a contrapartida de custos no mesmo valor.

3.1.1.2 Deduções da Receita Bruta

Deduções da Receita Bruta	Acumulado -R\$ Mil		Variação	
	1T17	1T16	R\$ Mil	%
IMPOSTOS (ICMS / PIS / COFINS / ISS)	(482.635)	(514.180)	31.545	(6,14)
ENCARGOS SETORIAIS	(122.666)	(113.057)	(9.609)	8,50
Conta de desenvolvimento energético - CDE	(102.035)	(104.548)	2.513	(2,40)
Programa de Eficientização Energética - PEE	(4.866)	(3.619)	(1.247)	34,46
Pesquisa e desenvolvimento - P&D	(1.947)	(1.448)	(499)	34,46
Encargos do Consumidor - CCRBT	(10.898)	(1.270)	(9.628)	758,11
Outros (FNDCT / EPE / PROINFA)	(2.920)	(2.172)	(748)	34,44
(-) Dedução da receita bruta	(605.301)	(627.237)	21.936	(3,50)
Receita Operacional Líquida	1.179.317	999.646	179.671	17,97

Redução de R\$ 21.936 mil nas Deduções da Receita Bruta em relação ao mesmo período do ano anterior devido ao efeito líquido dos seguintes impactos:

- Redução de 6,14% nos impostos sobre a receita (ICMS, PIS/COFINS e ISS), no valor de R\$ 31.545 mil, devido a um aumento do PIS e COFINS efetivos a recuperar, portanto, afetando a dedução de maneira positiva.
- Acréscimo de 8,5%, no valor de R\$ 9.609 mil nos encargos setoriais, devido, principalmente a variação do encargo da conta centralizadora dos recursos de bandeiras tarifárias - CCRBT referente ao maior montante repassado à conta centralizadora no primeiro trimestre de 2017 em relação ao primeiro trimestre de 2016.

A Receita Operacional Líquida registrou um aumento de R\$ 179.671 mil, sendo R\$ 1.179.317 mil do primeiro trimestre de 2017 em relação ao valor de R\$ 999.646 mil do mesmo período de 2016.

3.1.2 Custos e Despesas Operacionais

Custos e Despesas Não-Gerenciáveis	Acumulado -R\$ Mil		Variação	
	1T17	1T16	R\$ Mil	%
Energia Elétrica Comprada para Revenda	(625.213)	(468.762)	(156.451)	33,38
Encargos de Uso do Sistema de Transmissão	(40.778)	(63.282)	22.504	(35,56)
Taxa de Fiscalização – TFSEE	(1.285)	(1.181)	(104)	8,81
Combustível para produção de energia	(1.241)	(1.151)	-90	7,82
Subtotal	(668.517)	(534.376)	(134.141)	25,10
Custos e Despesas Gerenciáveis	1T17	1T16	R\$ Mil	%
Pessoal e Administradores	(66.383)	(59.752)	(6.631)	11,10
Material	(8.686)	(5.025)	(3.661)	72,86
Serviços de terceiros	(109.511)	(101.660)	(7.851)	7,72
Indenizações	(9.092)	(6.653)	(2.439)	36,66
Depreciação e amortização	(48.520)	(42.044)	(6.476)	15,40
Provisões Líquidas - PCLD	(32.628)	(38.734)	6.106	(15,76)
Provisões Líquidas - Contingências	(91)	1.718	(1.809)	(105,30)
Custo de Construção	(150.742)	(176.698)	25.956	(14,69)
Outros	(801)	(5.108)	4.307	(84,32)
Subtotal	(426.454)	(433.956)	7.502	(1,73)
Total	(1.094.971)	(968.332)	(126.639)	13,08

Os custos e despesas operacionais no primeiro trimestre de 2017 correspondem a R\$ 1.094.971 mil, um aumento de 13,08% em relação ao valor de R\$ 968.332 mil apresentado no mesmo período de 2016.

Contribuíram para esse resultado:

- Acréscimo de 33,38% no custo da energia elétrica comprada para revenda, em R\$ 156.451 mil, decorrente principalmente dos fatores descritos abaixo.
 - ✓ Aumento de R\$ 35.501 mil nos custos de energia de leilão do ACR devido ao acréscimo de 280,5 GWh em 1T17 em relação ao mesmo período de 2016, devido aos novos contratos e motorização dos leilões estruturantes.
 - ✓ Aumento em R\$ 10.925 mil com energia adquirida no contrato bilateral em função do aumento do custo da tarifa e do diferimento do ICMS a CELPE para a Termopernambuco, que passou a ser cobrado em nov/16 retroativo a abril/16.
 - ✓ Aumento de R\$ 118.089 mil na Energia de Curto Prazo (PLD), que apesar do baixo custo do 1T17 em relação ao 1T16, é explicada pelo evento ocorrido em 2016 sobre a recontabilização da SE Pau Ferro em conjunto com a redução do custo no MCP devido às sobras de energia e exposição financeira provocada pela diferença entre os preços de PLD nos submercados gerando receita de R\$ 108.089 mil.
 - ✓ Aumento de R\$ 15.376 mil no custo variável de curto prazo devido ao aumento do PLD médio dos quatro submercados no trimestre de R\$88,75/MWh para R\$146,45/MWh

Esse aumento foi compensado parcialmente pela:

- ✓ Variação positiva de R\$ 11.737 mil no aumento devido aos créditos de PIS e COFINS relativo ao aumento da compra de energia.
- ✓ Variação positiva de R\$ 9.297 mil, pois não ocorreu custo com o Encargo de Energia de Reserva – EER em 1T17, porque as receitas das usinas no mercado de curto prazo foram suficientes para cobrir os seus custos fixos.

- Encargos de uso do sistema de transmissão, variação favorável em R\$ 22.504 mil, decorrente da melhora do cenário hidrológico e consequente redução do despacho das usinas termoeletricas, favorecendo o equilíbrio entre custo e receita. Essa melhora de cenário impactou principalmente nos encargos Encargo de Serviço do Sistema – ESS e Encargo de Energia de Reserva – ERR.
- Aumento dos gastos com serviços de terceiros, em R\$ 7.851 mil, decorrente principalmente do: (i) repasse dos índices de inflação nos contratos de prestação de serviços; e (ii) aumento no volume de serviços de manutenção corretiva, inspeção técnica, serviço de leitura e entrega de conta, desligamentos e religamentos, dentre outros.
- Redução de 14,69%, representando R\$ 25.956 mil, no Custo de Construção de Infraestrutura da Concessão sem efeito no resultado, pois temos a contrapartida na receita no mesmo valor.

3.1.3 Resultado Financeiro Líquido

Descrição	1T17	1T16	R\$ Mil	%
Renda de aplicações financeiras	4.717	6.648	(1.931)	(29,05)
Juros, comissões e acréscimo moratório	10.926	12.237	(1.311)	(10,71)
Encargos de dívida, variações monetárias e cambiais	(17.939)	29.158	(47.097)	(161,52)
Instrumentos financeiros derivativos	(41.089)	(77.306)	36.217	(46,85)
Atualização provisão para contingências / depósitos judiciais	(5.872)	(5.513)	(359)	6,51
Remuneração financeira da parcela A e outros itens financeiros	(4.380)	509	(4.889)	(960,51)
Obrigações pós emprego	(6.541)	(6.518)	(23)	0,35
Outras receitas (despesas) financeiras líquidas	(10.028)	(7.026)	(3.002)	42,73
Resultado Financeiro Líquido	(70.206)	(47.811)	(22.395)	46,84

A Companhia apresentou um resultado financeiro líquido negativo de R\$ 70.206 mil no primeiro trimestre de 2017, contra R\$ 47.811 mil no mesmo período de 2016, representando um aumento de 46,84%.

Contribuíram para esse resultado:

- Variação negativa da renda de aplicações financeiras em R\$ 1.931 mil, decorrente principalmente da redução no saldo médio das disponibilidades em relação ao mesmo período ano anterior.
- Encargos, variação cambial, monetária e swap (líquidos) sofreram uma variação desfavorável de R\$ 10.880 mil, decorrente dos seguintes efeitos: (i) Aumento no volume da dívida entre o 1T16 e o 1T17, impactando negativamente em R\$ 12.023 mil; (ii) Aumento dos juros incorporados aos investimentos (Juros sobre Obras em Andamento – JOA), que representam um efeito positivo de R\$ 4.299 mil; (iii) As variações dos indexadores e moedas dos contratos, atreladas ao aumento do saldo devedor, representam um efeito negativo de R\$ 3.156 mil.

3.1.4 Conciliação entre o EBITDA e o Lucro Líquido

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	1T17	1T16	Varição	%
Lucro líquido	7.467	(12.477)	19.944	(159,85)
Despesas financeiras	159.039	277.139	(118.100)	(42,61)
Receitas financeiras	(88.833)	(229.328)	140.495	(61,26)
Imposto de renda	3.119	(7.727)	10.846	(140,36)
Depreciação e Amortização	48.520	42.044	6.476	15,40
Amortização de ágio	3.554	3.707	(153)	(4,13)
EBITDA	132.866	73.358	59.508	81,12

4 ENDIVIDAMENTO

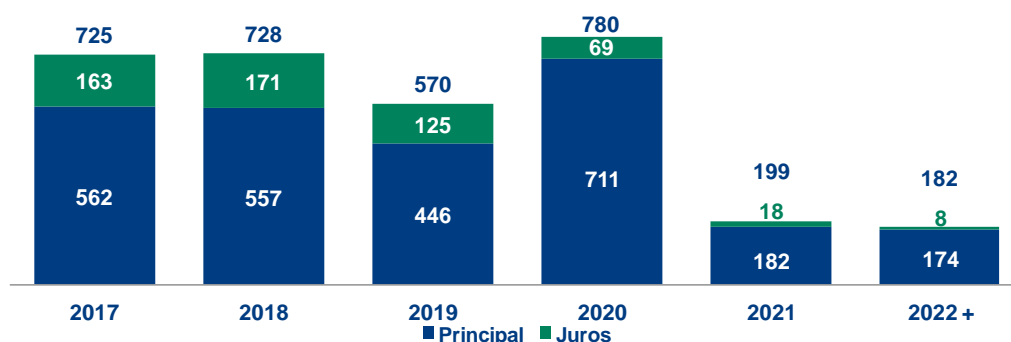
A dívida bruta da Companhia, incluindo empréstimos, financiamentos, derivativos e encargos, passou de R\$ 2.222.587 mil em 31 de dezembro de 2016 para R\$ 2.588.558 mil em 31 de março de 2017.

A dívida líquida da Celpe (dívida bruta deduzida das disponibilidades, aplicações financeiras e títulos e valores mobiliários) em 31 de março de 2017 alcançou R\$ 2.123.744 mil, 4,99% maior que os R\$ 2.022.876 mil em 31 de dezembro de 2016, em função das captações realizadas no período.

O indicador financeiro Dívida total Líquida/EBITDA passou de 4,76 em 31 de dezembro de 2016 para 4,38 em março de 2017.

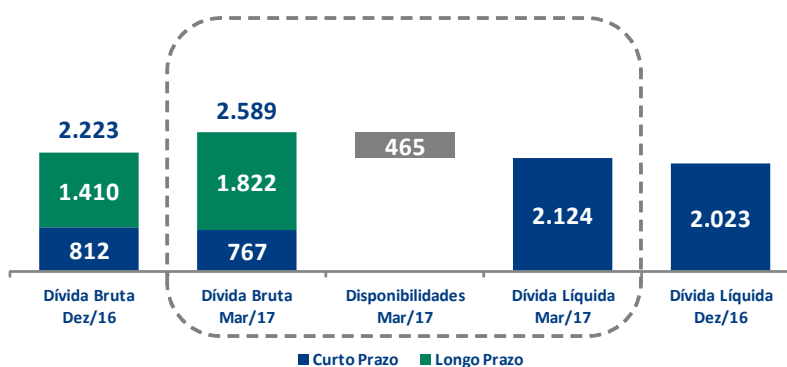
O gráfico abaixo apresenta o cronograma de vencimentos de principal e juros da dívida, utilizando as curvas forward de mercado para os indexadores e moedas atrelados ao endividamento da Companhia vigente em 31 de março de 2017. Sendo assim, as informações apresentadas abaixo diferem das do cronograma de vencimentos apresentado nas demonstrações financeiras de 31 de março de 2017, que considera os índices e moedas realizados no encerramento do período e não as projeções de mercado.

Cronograma de Esgotamento da Dívida (R\$ Milhões)



Nota: O gráfico considera as curvas futuras de esgotamento da dívida.

Evolução da Dívida (R\$ Milhões)



5 RATING

Em 10 de Setembro de 2015, a Standard & Poor's – S&P rebaixou os ratings de crédito corporativo atribuídos à Neoenergia, Coelba, Celpe e Cosern para 'BB+' na Escala Global e 'brAA+' na Escala Nacional Brasil com perspectiva negativa para ambos. Este movimento foi reflexo do rebaixamento do Rating soberano do Brasil, devido à condição de setor regulado em que a distribuição de energia elétrica está inserida. A Itapebi e Termopernambuco também sofreram rebaixamento nos seus Ratings de Emissão que passaram de brAA+ para brAA.

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.

É importante ressaltar que, mesmo após o rebaixamento, a Neoenergia permanece entre as melhores empresas na escala de classificações do Rating do setor elétrico, tendo o maior rating que uma empresa brasileira e regulada poderia ter.

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.

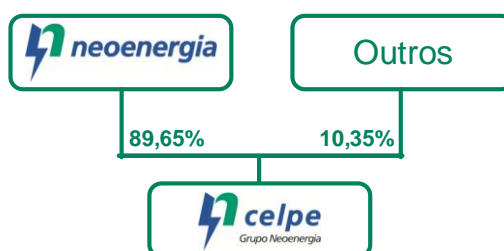
Rating Corporativo - Escala Nacional	2014	2015		2016	2017
		Até Setembro	A partir de Setembro		
NEOENERGIA	AAA	AAA	AA+	AA-	AA-
Perspectiva	Estável	Negativa	Negativa	Negativa	Negativa
COELBA	AAA	AAA	AA+	AA-	AA-
Perspectiva	Estável	Negativa	Negativa	Negativa	Negativa
CELPE	AAA	AAA	AA+	AA-	AA-
Perspectiva	Estável	Negativa	Negativa	Negativa	Negativa
COSERN	AAA	AAA	AA+	AA-	AA-
Perspectiva	Estável	Negativa	Negativa	Negativa	Negativa
ITAPEBI (Rating de Emissão)	AA+	AA+	AA	A+	A+
TERMOPE (Rating de Emissão)	AA+	AA+	AA	A+	A+
NC Energia (Rating de Emissão)			AA	A+	A+

Informações Complementares

1. ÁREA DE CONCESSÃO

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.

1.1 Composição acionária da CELPE



2. TARIFAS

2.1 Reajuste Tarifário Anual – IRT 2015

A ANEEL, através da Resolução Homologatória nº 2.067 de 26 de abril de 2016, publicada no Diário Oficial da União do dia 28 de abril de 2016, homologou o resultado do Reajuste Tarifário Anual da Companhia, de 14,03%, dos quais 11,29% correspondem ao reajuste tarifário econômico e 2,74% aos componentes financeiros pertinentes.

Considerando como referência os valores praticados atualmente, o efeito tarifário médio foi percebido pelos consumidores da concessionária é de 9,99%, conforme tabela abaixo.

As novas tarifas entraram em vigor a partir do dia 29 de abril de 2016 com vigência até 28 de abril de 2017.

Grupo de Consumo	Varição Tarifária
AT - Alta Tensão (>2,3kV)	6,77%
BT - Baixa Tensão (<2,3kV)	11,66%
Efeito tarifário médio AT+BT	9,99%

Em 28 de abril de 2017, a ANEEL publicou o resultado final da 4ª Revisão Tarifária Periódica (“RTP 2017”), através da Resolução Homologatória 2.226/2017, que passou a vigorar a partir de 29 de abril de 2017.

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 .

2.2 Bandeiras Tarifárias

A partir de janeiro de 2015, as contas de energia estão sendo faturadas de acordo com o Sistema de Bandeiras Tarifárias, segundo a 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 ajustadas 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.

3. PROGRAMA LUZ PARA TODOS

O Programa Luz para Todos – PLPT foi instituído pelo Governo Federal com o objetivo de propiciar o atendimento em energia elétrica à parcela da população do meio rural e residencial baixa renda brasileira sem acesso a esse serviço público.

Em decorrência do crescimento vegetativo da população e da migração para área rural, a CELPE assinou, em 09 de outubro de 2013, um novo contrato referente ao Programa Luz para Todos, com o objetivo de ligar 8.957 novos consumidores até dezembro de 2014, com um investimento total de R\$ 72 milhões e participação financeira da Companhia, do Governo Federal e da Caixa Econômica Federal.

De janeiro de 2004, quando o programa começou, dezembro de 2015, quando o programa foi finalizado, a distribuidora realizou 102.157 novas ligações.

Programa Luz para Todos	
Ligações executadas até 2009	93.200
Ligações executadas em 2010	0
Ligações executadas em 2011	0
Ligações executadas em 2012	0
Ligações executadas em 2013	874
Ligações executadas em 2014	6.192
Ligações executadas em 2015	1.891
Ligações executadas em 2016	0
Ligações executadas até 31/03/2017	0
Total de Ligações Executadas	102.157