

Companhia Energética do Rio Grande do Norte
Release
Em 31 de Março de 2017 e 2016

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

Disclaimer

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

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 COSERN 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 COSERN.

Resultado do Período

Indicadores Econômicos - R\$ mil	1T17	1T16	Variação %
Receita Operacional Bruta	711.457	644.619	10,37
Receita Operacional Líquida	458.554	394.945	16,11
EBITDA	70.228	90.257	(22,19)
Resultado do Serviço	52.873	74.825	(29,34)
Resultado Financeiro	(17.785)	(15.166)	17,27
Lucro Líquido	28.512	46.752	(39,01)
Margem EBITDA (%)	15,32%	22,85%	(7,54)
Margem Operacional (%)	11,53%	18,95%	(7,42)
Margem Líquida (%)	6,22%	11,84%	(5,62)

Indicadores Financeiros - R\$ mil	mar/17	dez/16	Variação %
Ativo Total	2.401.104	2.395.752	0,22
Dívida Bruta	977.408	948.546	3,04
Patrimônio Líquido	820.185	855.874	(4,17)
Dívida Total Líquida ¹	793.996	735.138	8,01
Dívida Total Líquida /EBITDA	2,57	2,24	15,02
Dívida Total Líquida / (Dívida Total Líquida + PL)	0,49	0,46	6,46
Patrimônio Líquido/Ativo Total	0,34	0,36	(4,38)

Dívida Líquida de disponibilidades, aplicações financeiras e títulos e valores mobiliários

¹EBITDA dos últimos 12 meses

1. EVOLUÇÃO DO NEGÓCIO

1.1. Número de Consumidores Ativos

A Companhia encerrou em 31 de março de 2017 com o total de 1.395.993 consumidores, representando um crescimento de 2,72%, equivalente a 36.925 novas unidades consumidoras, em relação ao mesmo período de 2016.

O acréscimo observado entre os períodos analisados está concentrado na classe residencial e comercial, que representam 87,12% e 6,67% respectivamente dos clientes da Cosern, registrando um aumento de 3,62% a residencial e 4,17% a comercial, um acréscimo de 42.542 e 3.728 novos consumidores respectivamente, em relação ao mesmo período de 2016.

A classe Rural apresentou um decréscimo de 13,66%. Esta queda do número de clientes rurais é explicada pela migração de clientes para a classe residencial devido ao processo de atualização do cadastro comercial da empresa.

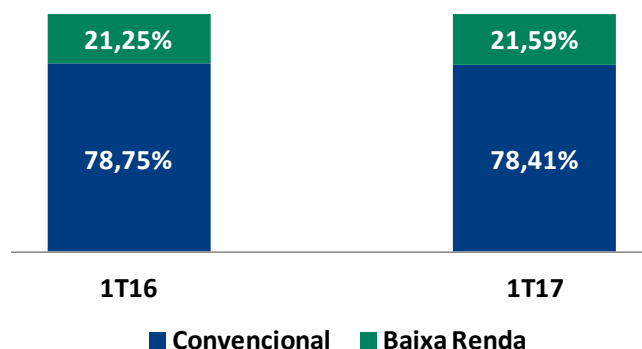
Descrição	Número de Consumidores					
	1T16	1T17	Variação Vertical %		Variação Horizontal %	
			1T16	1T17	1T16 / 1T17	
Residencial	1.173.612	1.216.154	86,36%	87,12%	42.542	3,62%
Industrial	1.475	1.435	0,11%	0,10%	-40	-2,71%
Comercial	89.418	93.146	6,58%	6,67%	3.728	4,17%
Rural	72.169	62.310	5,31%	4,46%	-9.859	-13,66%
Poder Público	12.680	12.485	0,93%	0,89%	-195	-1,54%
Iluminação Pública	7.600	8.250	0,56%	0,59%	650	8,55%
Serviço Público	1.960	2.074	0,14%	0,15%	114	5,82%
Subtotal	1.358.914	1.395.854	99,99%	99,99%	36.940	2,72%
Consumo Próprio	131	136	0,01%	0,01%	5	3,82%
Suprimento	3	3	0,00%	0,00%	0	0,00%
Total	1.359.048	1.395.993	100,00%	100,00%	36.945	2,72%

1.2. Participação do Segmento Baixa Renda na Classe Residencial

O número de consumidores residenciais em março de 2017 representa 87,12% do total de clientes/contratos ativos, e desses 21,59% 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 21,25%, sendo este aumento motivado 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. Esse enquadramento ocorreu de forma massiva em 2015 e de forma residual em 2016, ainda impactando o 2017.

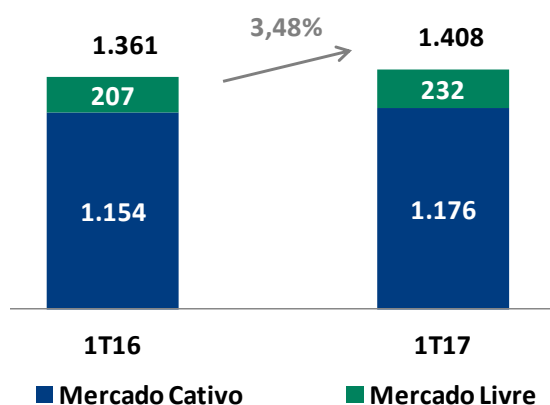
Descrição	Evolução do número de Consumidores Residenciais	
	1T16	1T17
Convencional	924.190	953.610
Baixa Renda	249.422	262.544
Total	1.173.612	1.216.154



1.3. Energia Distribuída

A energia distribuída (cativo + livre) pela Cosern no 1T17 foi de 1.408 GWh, 3,48% maior que o registrado no mesmo período de 2016. Percebe-se um aumento menor do consumo no mercado cativo quando comparado ao mercado livre, resultado de um processo de migração de clientes para o ACL (Ambiente de Contratação Livre) iniciado ainda em 2016. Como resultado a Energia Distribuída pela Cosern teve crescimento de 47 GWh.

Descrição	Energia Distribuída em GWh			
	1T16	1T17	Variação Horizontal %	
			1T16 / 1T17	
Mercado Cativo	1.154	1.176	22	1,88%
Mercado Livre	207	232	26	12,40%
Total	1.361	1.408	47	3,48%



1.4. Energia Vendida

Classe	1T16		1T17		Variação 1T16/1T17		Participação 1T17	
	Receita (R\$ mm)	Volume (GWh)	Receita (R\$ mm)	Volume (GWh)	Receita	Volume	Receita	Volume
Residencial	275	518	286	546	4,0%	5,3%	49,3%	46,4%
Industrial	52	115	44	100	-14,7%	-13,4%	7,7%	8,5%
Comercial	148	259	141	248	-4,9%	-4,1%	24,3%	21,1%
Rural	31	92	34	106	7,1%	15,3%	5,8%	9,0%
Poder Público	37	67	36	68	-1,1%	1,5%	6,2%	5,8%
Iluminação Pública	14	44	14	47	2,3%	8,0%	2,5%	4,0%
Serviço Público	24	57	24	58	0,3%	2,3%	4,2%	5,0%
Subtotal	582	1.153	581	1.175	-0,3%	1,9%	100,0%	99,9%
Consumo Próprio	-	1	-	1	-	11,4%	0,0%	0,1%
Total	582	1.154	581	1.176	-0,3%	1,9%	100,0%	100,0%

No 1T17, o volume total de energia vendida no mercado regulado da Companhia foi de 1.176 GWh, representando um acréscimo de 1,9% quando comparado com o mesmo período do ano anterior. A Receita com o Fornecimento de Energia Elétrica alcançou R\$ 581 milhões no 1T17, redução de 0,3 % em relação ao mesmo período do ano anterior, devido aos fatores que serão detalhados no item 4.1.1 de Receita Operacional.

Mesmo com o aumento nas taxas de desemprego e no nível de endividamento das famílias que afetam diretamente o consumo de energia da classe residencial, esta apresentou um crescimento de 5,3 %, atingindo um consumo de 546 GWh no período. Esta classe detém a maior parcela do consumo total da Cosern, com uma participação de 46,4%. Para a Cosern o calendário de leitura do período favoreceu a variação do consumo em relação ao mesmo período do ano anterior.

A classe Industrial registrou uma queda de 13,4%, influenciada não apenas pela redução da atividade industrial no Estado decorrente da deterioração da economia e redução do nível de confiança dos empresários, que continuam a pressionar o desempenho da classe, mas também pela migração para o Mercado Livre, impactando diretamente o crescimento do industrial cativo.

A classe comercial também foi afetada pela migração para o Mercado Livre, a mudança de clientes pra o mercado livre impactou a base do mercado cativo, resultando em uma redução de consumo nesse ambiente.

No que tange à classe rural seu desempenho é bastante correlacionado ao comportamento das variáveis climáticas, e ao calendário de leitura, tendo registrado alta de 15,3%. O crescimento expressivo está ligado à melhora no nível de alguns reservatórios do estado quando comparados ao mesmo período do ano anterior, possibilitando assim um maior consumo de energia para a agropecuária rural.

1.5. Balanço Energético – MWh

LEGENDA										Em MWh	
1T17										Residencial	
1T16										%	
LEILÃO ENERGIA EXISTENTE	%	Contratos								546.076	
9.587	0,65%	1.471.772								46,44%	
35.034	2,47%	1.419.966								518.434	
										44,92%	
ITAPEBI	%	Uso Distribuidoras								100.005	
-	0,00%	225								8,50%	
-	0,00%	211								115.492	
										10,01%	
QUOTAS	%	Mercado Livre		Injetada		Injetada		Mercado Livre		%	
407.573	27,69%	232.422		1.566.744		1.566.744		232.422		14,83%	
431.399	30,38%	206.788		1.549.703		1.549.703		206.788		13,34%	
										248.096	
										21,10%	
										258.598	
										22,41%	
TERMOPE	%	Perdas Rede Básica						Perda Distribuição		%	
-	0,00%	35.583						158.222		10,10%	
-	0,00%	29.415						188.568		12,17%	
										106.359	
										9,05%	
										92.253	
										7,99%	
NC ENERGIA	%	Sobras						Uso Distribuidoras		%	
-	0,00%	102.092						225		0,01%	
-	0,00%	47.847						211		0,01%	
										175.339	
										14,91%	
										169.360	
										14,67%	
AFLUENTE	%										
-	0,00%										
-	0,00%										
PROINFA	%										
26.717	1,82%										
25.994	1,83%										
MCSD	%										
-	0,00%										
3.548	0,25%										
LEILÃO ENERGIA NOVA	%										
836.223	56,82%										
730.215	51,42%										
TERMOAÇU	%										
188.007	12,77%										
190.095	13,39%										
LEILÃO FONTE ALTERNATIVA	%										
3.665	0,25%										
3.681	0,26%										

A energia injetada atingiu o patamar de 1.566.744 MWh no 1T17, representando uma alta de 1,10% com relação a igual período de 2016. Do total da energia injetada, 75,05% foi destinada ao consumo regulado, 14,83% para o consumo do mercado livre e 10,10% representam perdas no processo de distribuição no trimestre.

O mercado próprio da distribuidora exigiu 1.175.875 MWh no 1T17, representando um acréscimo de 1,88% em relação ao mesmo período do ano anterior.

O mercado livre exigiu a entrega de 232.422 MWh de energia durante o trimestre, representando um acréscimo de 12,40% em relação ao mesmo período do ano anterior.

1.6. Energia Contratada

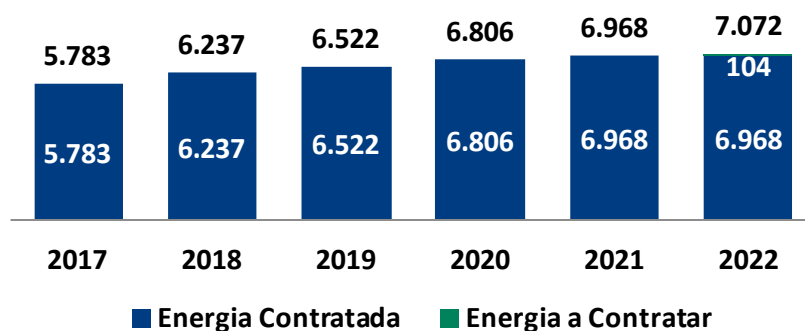
A energia contratada para atender ao mercado da COSERN no 1º trimestre de 2017, totalizou 1.472 GWh, o que representa um acréscimo de 3,70% em relação a 2016. Este acréscimo foi decorrente do início de vigência dos contratos de leilões dos quais a empresa participou em anos anteriores. A energia foi adquirida a um custo médio total acumulado de R\$ 172,54/MWh, enquanto o PLD médio do Nordeste para o período foi de R\$ 195,97/MWh.

Ainda neste trimestre a COSERN teve uma sobra contratual de 7,45%, o que representa 102 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 COSERN participou dos mecanismos regulados existentes para redução do seu nível contratual em 2017 chegando a devolver 5,35% 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.

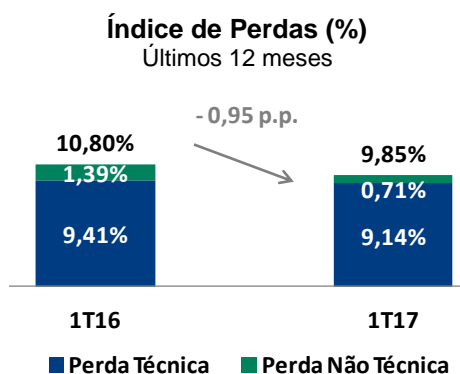
Descrição	Energia Contratada (base 31/03/2017)					
	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Energia Contratada	5.783	6.237	6.522	6.806	6.968	6.968
Energia a Contratar	0	0	0	0	0	104
Total	5.783	6.237	6.522	6.806	6.968	7.072



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



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

Limite Regulatório

10,95%

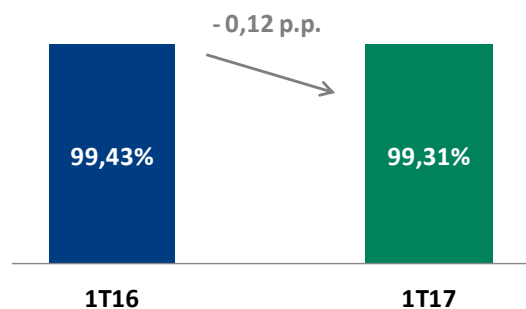
A Cosern apresentou um decréscimo de 0,95 p.p. no Índice de Perdas Globais em relação ao mesmo período de 2016, destacando-se a redução de 0,68 p.p. das Perdas Não Técnicas. A redução deve-se à continuidade na execução das ações previstas no Plano de Redução de Perdas. Até o momento, foram investidos cerca de R\$ 8,58 milhões, onde as principais ações desenvolvidas foram:

- Inspeção em mais de 14,6 mil unidades consumidoras e recuperação de 3,1 GWh de energia;
- Substituição de aproximadamente 5,1 mil equipamentos de medição;
- Atualização em mais de 17,2 mil pontos de iluminação pública através do levantamento cadastral e ações de fiscalização do parque de iluminação pública.

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 Cosern 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 Cosern apresentou redução de 0,12 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, a Cosern conseguiu manter a arrecadação de 2017 próxima aos níveis do primeiro trimestre de 2016, como resultado da influência positiva das bandeiras e das estratégias adotadas para intensificar a arrecadação dos faturamentos e combater a inadimplência.

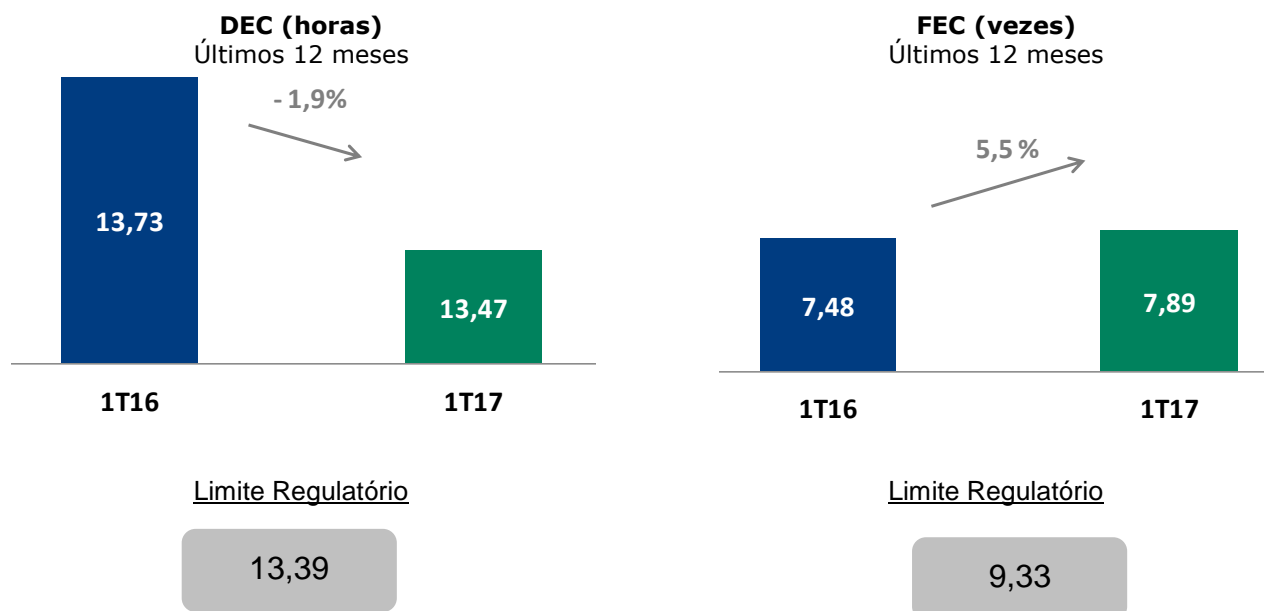
O Índice de Arrecadação de 2017 da Cosern foi fortemente influenciado pela inadimplência do Poder Público, exigindo medidas direcionadas a estes clientes para assegurar o resultado. A seguir, as ações que se destacaram:

- Manutenção do volume de suspensões de fornecimento de energia elétrica, com 44 mil suspensões no trimestre;
- Manutenção do volume de ações administrativas de menor custo, com foco nas dívidas de baixo risco de recebimento:
 - 224 mil negativas, com efetividade média de 58%;
 - 234 mil acionamentos por URA (Unidade de Resposta Audível) e SMS (Serviço de Mensagem);
- Intensificação da atuação das Assessorias de Cobrança, com R\$39 milhões arrecadados em 2017, representando aumento de R\$22 milhões em relação à arrecadação do primeiro trimestre de 2016;
- Interação com a área jurídica para revisão do andamento processual das liminares ativas;
- Acompanhamento personalizado dos processos de pagamento no Governo do Estado e Prefeitura de Natal, com os setores responsáveis para dar celeridade às questões burocráticas;
- Intensificação das negociações com órgãos do Poder Público e com os grandes clientes, visando à recuperação de dívidas antigas;
- 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 as falhas ocorridas na rede de distribuição de energia elétrica.

A apuração dos indicadores de qualidade acumulado 12 meses até o primeiro trimestre de 2017, quando comparado com o acumulado 12 meses até o primeiro trimestre de 2016, apresenta uma trajetória de melhora do DEC com uma redução de 1,9%, resultado dos investimentos realizados pela Companhia em sua rede de distribuição e no seu atendimento. Já o FEC, apresenta um leve aumento no valor de 5,5%.



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\$ 70.298 mil.

Os recursos aplicados nesse período foram direcionados para a melhora dos indicadores de qualidade, o combate às perdas de energia elétrica, reforço da rede de distribuição de energia elétrica, atendimento ao aumento da demanda, 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	711.457	644.619	66.838	10,37
Deduções da Receita Bruta	(252.903)	(249.674)	(3.229)	1,29
Receita Líquida	458.554	394.945	63.609	16,11
Custos de Bens e/ou Serviços Vendidos	(365.575)	(281.425)	(84.150)	29,90
Resultado Bruto	92.979	113.520	(20.541)	(18,09)
Outras Despesas Operacionais	(40.106)	(38.695)	(1.411)	3,65
Resultado do Serviço (I)	52.873	74.825	(21.952)	(29,34)
Amortização / Depreciação	17.355	15.432	1.923	12,46
EBITDA	70.228	90.257	(20.029)	(22,19)
Resultado Financeiro (II)	(17.785)	(15.166)	(2.619)	17,27
Resultado Operacional (I) + (II)	35.088	59.659	(24.571)	(41,19)
IR e CSLL	(6.576)	(12.907)	6.331	(49,05)
Lucro do Período	28.512	46.752	(18.240)	(39,01)

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	286.160	275.133	11.027	4,01
Industrial	44.439	52.084	(7.645)	(14,68)
Comercial	141.133	148.387	(7.254)	(4,89)
Rural	33.707	31.467	2.240	7,12
Poder Público	36.245	36.630	(385)	(1,05)
Iluminação Pública	14.348	14.026	322	2,30
Serviço Público	24.468	24.389	79	0,32
Receita de Uso de Rede	19.099	15.074	4.025	26,70
Fornecimento Faturado	599.599	597.190	2.409	0,40
Fornecimento Não Faturado	(2.633)	7.376	(10.009)	(135,70)
Fornecimento de energia	596.966	604.566	(7.600)	(1,26)
Subvenção à tarifa social baixa renda	39.992	30.862	9.130	29,58
Câmara de Comercialização de Energia - CCEE	23.196	13.218	9.978	75,49
Valores a Receber da parcela A e Outros Itens Financeiros	(22.385)	(63.870)	41.485	(64,95)
Receita de construção da infraestrutura da concessão	62.713	38.699	24.014	62,05
Outras receitas	10.975	21.144	(10.169)	(48,09)
Receita Operacional Bruta	711.457	644.619	66.838	10,37

A Companhia apresentou no primeiro trimestre de 2017 uma Receita Bruta de R\$ 711.457 mil, um acréscimo de 10,37% em relação ao valor de R\$ 644.619 mil alcançado no primeiro trimestre de 2016.

Os fatores determinantes da variação da Receita Bruta foram:

- O aumento na receita de uso de rede do consumidor livre em 26,7%, no valor de R\$ 4.025 mil, em virtude, principalmente, do aumento no preço médio por consumo do mercado livre de 12,7%, assim o efeito preço foi positivo em R\$ 2.157 mil. Foi registrado também um aumento no volume de energia para o mercado livre em 12,4%, assim o impacto positivo do efeito volume foi de R\$ 1.869 mil. Esse cenário é reflexo da migração de clientes do mercado regulado para o livre, principalmente nas classes industrial e comercial.
- Aumento de 75,5%, no valor de R\$ 9.978 mil, na venda de energia de curto prazo na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica "CCEE", em função do aumento do volume das sobras de energia registradas no primeiro trimestre de 2017 em relação ao mesmo período de 2016. Esse aumento foi compensado parcialmente pela redução 19% do Preço de Liquidação de Diferenças – PLD, que é utilizado nas transações da CCEE, quando comparamos os dois períodos em análise.

- A variação positiva de R\$ 41.485 mil entre os trimestres é resultante da redução da constituição normal passiva no valor de R\$ 30.630 mil, e da redução da amortização normal passiva no valor de R\$ 10.855 mil, com base nos saldos homologados pela ANEEL nos reajustes tarifários de 2016 e 2015.
 - ✓ No 1T17, o registro contábil dos “Valores a Devolver de Parcela A e Outros Itens Financeiros” apresentou o valor passivo de R\$ 22.384 mil, sendo composto da constituição normal dos passivos de R\$ 20.069 mil decorrente dos custos realizados abaixo da cobertura tarifária e R\$ 2.314 mil referente a reversão passiva da Parcela A.
- Aumento de 62,1%, representando R\$ 24.014 mil, na Receita de Construção de Infraestrutura da Concessão devido ao maior volume de investimentos nesse trimestre, sem impacto no resultado, pois temos a contrapartida de Custos no mesmo valor.

Os aumentos na Receita foram compensados parcialmente pela:

- Redução da Receita de Fornecimento Faturado em R\$ 1.616 mil, excluindo-se o efeito do uso de rede de R\$ 4.025 mil, decorrente, principalmente, de dois efeitos: (i) Efeito do Preço da Energia Distribuída e (ii) Efeito do Volume da Energia Distribuída
 - (i) Efeito Preço: A redução do preço impactou negativamente a Receita de Fornecimento Faturado em R\$ 12.522 mil devido à mudança de patamar da Bandeira Tarifária. Nos meses de janeiro e fevereiro de 2016 a bandeira vermelha estava em vigor e em março a amarela, assim uma receita complementar era adicionada a cada quilowatt-hora (kWh) consumido. Em contrapartida, em 2017 a bandeira verde entrou em vigor durante os meses de janeiro e fevereiro – sem receita adicional para as empresas, ou custo adicional para os consumidores – em março a bandeira acionada foi a amarela assim como no mesmo período do ano anterior. Por outro lado, o Reajuste Tarifário Anual aplicado a partir de abril de 2016 com incremento médio percebido pelo consumidor na tarifa de 7,73% compensou parcialmente o efeito da Bandeira Tarifária, visto que, o Reajuste não afetou o primeiro trimestre de 2016, somente o primeiro trimestre desse ano.
 - (ii) Efeito do Volume: O aumento do volume de energia vendida de 1,88% no mercado cativo, com destaque positivo para as classes residencial e rural, impactou positivamente a Receita de Fornecimento Faturado em R\$ 10.906 mil.

3.1.1.2 Deduções da Receita Bruta

Deduções da Receita Bruta - R\$ mil	Acumulado -R\$ Mil		Variação	
	1T17	1T16	R\$ Mil	%
IMPOSTOS (ICMS / PIS / COFINS / ISS)	(198.342)	(200.242)	1.900	(0,95)
ENCARGOS SETORIAIS	(54.561)	(49.432)	(5.129)	10,38
Conta de desenvolvimento energético - CDE	(42.593)	(42.553)	(40)	0,09
Programa de Eficientização Energética - PEE	(1.961)	(1.509)	(452)	29,95
Pesquisa e desenvolvimento - P&D	(784)	(603)	(181)	30,02
Encargos do Consumidor - CCRBT	(4.071)	(368)	(3.703)	1.006,25
Outros (FNDCT / EPE / PROINFA / RGR)	(5.152)	(4.399)	(753)	17,12
(-) Dedução da receita bruta	(252.903)	(249.674)	(3.229)	1,29
Receita Operacional Líquida	458.554	394.945	63.609	16,11

A variação positiva da Receita Bruta foi parcialmente compensada pelo aumento de R\$ 3.229 mil nas Deduções da Receita Bruta em relação ao mesmo período do ano anterior, devido ao efeito líquido dos fatores abaixo.

- Redução de 0,95% nos impostos sobre a receita (ICMS, PIS/COFINS e ISS), no valor de R\$ 1.900 mil, devido ao aumento do PIS e COFIN efetivos a recuperar, portanto, afetando a dedução de maneira positiva;
- Acréscimo de 10,38%, no valor de R\$ 5.129 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\$ 63.609 mil, apresentando uma evolução de 16,1% no primeiro trimestre de 2017, em comparação com o mesmo período do ano anterior

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	(231.606)	(175.136)	(56.470)	32,24
Encargos de Uso do Sistema de Transmissão	(20.801)	(28.831)	8.030	(27,85)
Taxa de Fiscalização – TFSEE	(551)	(507)	(44)	8,68
Subtotal	(252.958)	(204.474)	(48.484)	23,71
Custos e Despesas Gerenciáveis	1T17	1T16	R\$ Mil	%
Pessoal e Administradores	(31.922)	(26.712)	(5.210)	19,50
Material	(1.612)	(1.774)	162	(9,13)
Serviços de terceiros	(30.462)	(28.872)	(1.590)	5,51
Indenizações	(1.312)	(2.345)	1.033	(44,05)
Depreciação e amortização	(17.355)	(15.432)	(1.923)	12,46
Provisões Líquidas - PCLD	(4.605)	(3.466)	(1.139)	32,86
Provisões Líquidas - Contingências	358	756	(398)	(52,65)
Custo de Construção	(62.713)	(38.699)	(24.014)	62,05
Outros	(3.100)	898	(3.998)	(445,21)
Subtotal	(152.723)	(115.646)	(37.077)	32,06
Total	(405.681)	(320.120)	(85.561)	26,73

Os custos e despesas operacionais no primeiro trimestre de 2017 foram de R\$ 405.681. mil, contra R\$ 320.120 mil apresentados no mesmo período de 2016, representando um acréscimo de R\$ 85.561 mil (26,73%)

Contribuíram para esse resultado:

- Aumento do custo da energia elétrica comprada para revenda, em R\$ 56.470 mil, decorrente principalmente dos fatores descritos abaixo.
 - ✓ Aumento de R\$ 17.076 mil nos Custos de energia de leilão do ACR em função da variação de 77 GWh do primeiro trimestre de 2017 em relação ao mesmo período do ano anterior devido aos novos contratos e motorização dos leilões estruturantes
 - ✓ Aumento de R\$ 5.343 mil nos Custos de energia de contrato bilateral em função do aumento do custo decorrente do aumento da tarifa de Termoação que passou de R\$170,06 para R\$200,37
 - ✓ Aumento de R\$ 28.096 mil nos Custos com energia de curto prazo. No primeiro trimestre de 2017 foi registrado um custo de R\$ 3.044 mil, já no primeiro trimestre 2016 foi registrada uma receita de R\$ 25.052 em função da redução do custo no MCP (Mercado de Curto Prazo) devidos às sobras de energia e exposição financeira provocada pela diferença de entre os preços de PLD nos submercados.
 - ✓ Aumento de R\$ 7.806 mil dos custos variáveis do MCP (Mercado 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:

 - ✓ Redução de R\$ 3.440 mil na linha de Encargo de Energia de Reserva - EER devido a não existência de pagamentos do Encargo no primeiro trimestre de 2017, pois 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 de R\$ 8.030 mil, decorrente da melhora do cenário hidrológico, evidenciado pelo patamar verde da Bandeira Tarifária em relação ao ano mesmo

período do ano passado onde ela era vermelha, e consequente redução do despacho das usinas termoeletricas, favorecendo o equilíbrio entre custo e receita. Essa melhora de cenário gerou o impacto positivo nos Encargos de Serviço do Sistema – ESS.

- Aumento de 19,50%, representando R\$ 5.210 mil, no Custo com Pessoal e Administradores devido, principalmente, a reajustes nas remunerações em função do novo acordo coletivo.
- Aumento de 62,05%, representando R\$ 24.014 mil, no Custo de Construção de Infraestrutura da Concessão devido ao maior volume de investimentos nesse trimestre, em linha com o aumento da Receita de Construção verificada no período.

3.1.3 Resultado Financeiro Líquido

Descrição	1T17	1T16	R\$ Mil	%
Renda de aplicações financeiras	5.674	6.863	(1.189)	(17,32)
Juros, comissões e acréscimo moratório	4.720	6.499	(1.779)	(27,37)
Encargos de dívida, variações monetárias e cambiais	924	45.042	(44.118)	(97,95)
Instrumentos financeiros derivativos	(25.590)	(69.965)	44.375	(63,42)
Atualização provisão para contingências / depósitos judiciais	(855)	(1.491)	636	(42,66)
Remuneração financeira da parcela A e outros itens financeiros	(2.882)	(341)	(2.541)	745,16
Outras receitas (despesas) financeiras líquidas	224	(1.773)	1.997	(112,63)
Resultado Financeiro Líquido	(17.785)	(15.166)	(2.619)	17,27

A Companhia apresentou um resultado financeiro líquido negativo de R\$ 17.785 mil no primeiro trimestre de 2017, contra R\$ 15.166 mil no mesmo período de 2016, representando uma variação crescente de 17,27%.

Contribuíram para esse resultado:

- Variação negativa da renda de aplicações financeiras em R\$ 1.189 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 favorável de R\$ 257 mil, decorrente dos seguintes efeitos: (i) Aumento no volume da dívida entre o 1T16 e o 1T17, impactando negativamente em R\$ 28 mil; (ii) Aumento dos juros incorporados aos investimentos (Juros sobre Obras em Andamento – JOA), que representam um efeito positivo de R\$ 1.381 mil; (iii) As variações dos indexadores e moedas dos contratos, atreladas ao aumento do saldo devedor, representam um efeito negativo de R\$ 1.096 mil.

3.2 Conciliação entre o EBITDA e 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 - R\$ mil	1T17	1T16	Varição (R\$ mil)	Varição (%)
Lucro líquido	28.512	46.752	(18.240)	(39,01)
Despesas financeiras	78.714	165.192	(86.478)	(52,35)
Receitas financeiras	(60.929)	(150.026)	89.097	(59,39)
Imposto de renda	4.792	11.047	(6.255)	(56,62)
Depreciação e Amortização	17.355	15.432	1.923	12,46
Amortização de ágio	1.784	1.860	(76)	(4,09)
EBITDA	70.228	90.257	(20.029)	(22,19)

4 ENVIDAMENTO

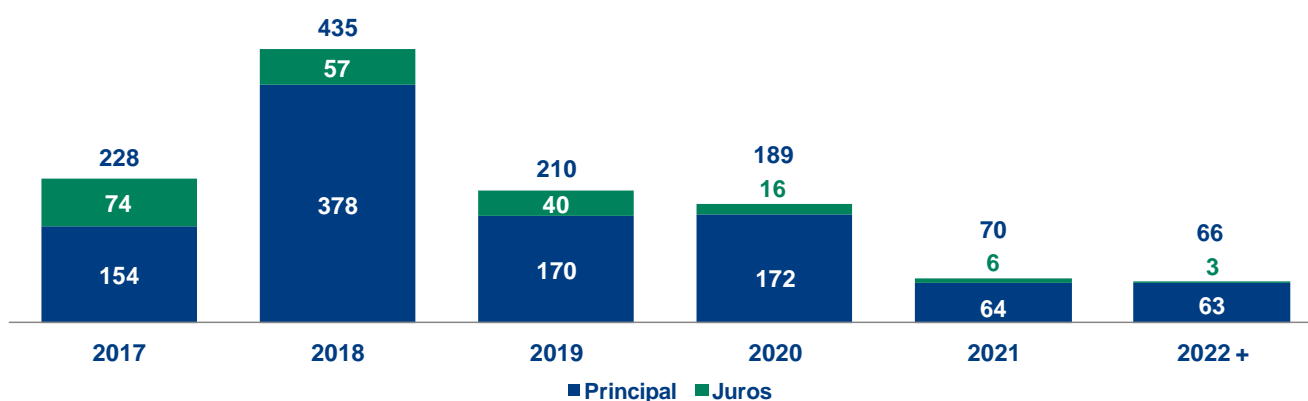
A dívida bruta da Companhia, incluindo empréstimos, financiamentos, derivativos e encargos, passou de R\$ 948.546 mil em 31 de dezembro de 2016 para R\$ 977.408 mil em 31 de março de 2017.

A dívida líquida da Cosern (dívida bruta deduzida das disponibilidades, aplicações financeiras e títulos e valores mobiliários) em 31 de março de 2017 alcançou R\$ 793.996 mil, 8,01% maior que os R\$ 735.138 mil em 31 de dezembro de 2016, em função das captações realizadas no período.

O indicador financeiro Dívida total Líquida/EBITDA passou de 2,24 em dezembro de 2016 para 2,57 em março de 2017.

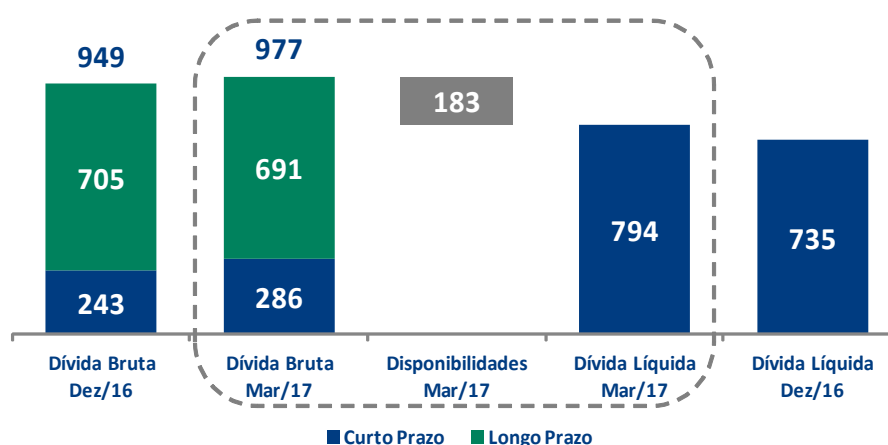
O gráfico abaixo apresenta o cronograma de vencimentos de principal e juros da dívida, utilizando as curvas forward de mercado para os indexadores e moedas atrelados ao endividamento da Companhia vigente em 31 de março de 2017. Sendo assim, as informações apresentadas abaixo diferem das do cronograma 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.

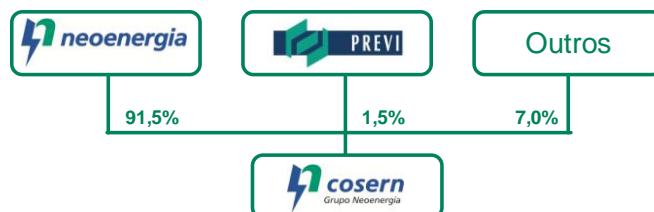
Rating Corporativo - Escala Nacional	2014	2015		2016	2017
		Até Setembro	A partir de Setembro		
NEOENERGIA	AAA	AAA	AA+	AA-	AA-
Perspectiva	Estável	Negativa	Negativa	Negativa	Negativa
COELBA	AAA	AAA	AA+	AA-	AA-
Perspectiva	Estável	Negativa	Negativa	Negativa	Negativa
CELPE	AAA	AAA	AA+	AA-	AA-
Perspectiva	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 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.

1.1 Composição acionária da COSERN



2. TARIFAS

2.1. Reajuste / Revisão Tarifária

A ANEEL, através da Resolução Homologatória nº 2.064, de 19 de abril de 2016, publicada no Diário Oficial da União do dia 24 de Abril de 2016, homologou o resultado do Reajuste Tarifário Anual da Companhia, em 11,51%, dos quais 11,80% correspondem ao reajuste tarifário econômico e -0,29% aos componentes financeiros pertinentes.

Considerando como referência os valores praticados atualmente, o efeito tarifário médio a ser percebido pelos consumidores da concessionária é de 7,73%, conforme tabela a seguir:

As novas tarifas entraram em vigor a partir do dia 22 de abril de 2016 com vigência até 21 de abril de 2017.

Grupo de Consumo	Varição Tarifária
AT - Alta Tensão (>2,3kV)	7,61%
BT - Baixa Tensão (<2,3kV)	7,78%
Efeito tarifário médio AT+BT	7,73%

2.2. Bandeira Tarifária

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 foi instituído pelo Governo Federal em 2003 e com prazo de execução das obras até o final de 2011, posteriormente prorrogado até 2014, com a publicação do Decreto nº 7.520, de 11 de julho de 2011. Em 30/12/2014, o programa foi novamente prorrogado através do Decreto nº 8.387.

O Programa Luz para Todos tem como objetivo propiciar o atendimento em energia elétrica à parcela da população do meio rural e residencial baixa renda brasileira que ainda não tem acesso a esse serviço público. Até 2015 foram atendidos assentamentos rurais, comunidades indígenas, quilombolas, comunidades extrativistas, escolas, postos de saúde e poços de água comunitários, pessoas atendidas pelo Programa Territórios da Cidadania, ou pelo Plano Brasil sem Miséria.

De janeiro de 2004 até dezembro de 2015, o final do programa, a distribuidora realizou 57.654 novas ligações, beneficiando diversos consumidores do meio rural e residencial baixa renda no Estado do Rio Grande do Norte.

Programa Luz para Todos	
Ligações executadas até 2009	52.525
Ligações executadas em 2010	284
Ligações executadas em 2011	0
Ligações executadas em 2012	0
Ligações executadas em 2013	232
Ligações executadas em 2014	3.562
Ligações executadas em 2015	1.051
Ligações executadas em 2016	0
Ligações executadas até 31/03/2017	0
Total de Ligações Executadas	57.654