



**Neoenergia
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 Neoenergia S.A. ("NEOENERGIA"), visando indicar a situação geral e o andamento dos negócios da Companhia. O documento é propriedade da NEOENERGIA e não deverá ser utilizado para qualquer outro propósito sem a prévia autorização escrita da NEOENERGIA.

A informação contida neste documento reflete as atuais condições e nosso ponto de vista até esta data, estando sujeitas a alterações. O documento contém declarações que apresentam expectativas e projeções da NEOENERGIA sobre eventos futuros. Estas expectativas envolvem vários riscos e incertezas, podendo, desta forma, haver resultados ou consequências diferentes daqueles aqui discutidos e antecipados, não podendo a Companhia garantir a sua realização.

Todas as informações relevantes, ocorridas no período e utilizadas pela Administração na gestão da Companhia, estão evidenciadas neste documento e nas 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.

Destaques 1T17

Em 17 de março de 2017 a Neoenergia concluiu a operação prevista no Contrato de Compra e Venda de Ações e Quotas e Outras Avenças ("Transação"), celebrado com a Contour Global do Brasil Participações Ltda. ("Contour"), por meio do qual transferiu a esta a totalidade de sua participação nas seguintes sociedades: (i) Afluente Geração de Energia Elétrica S.A.; (ii) Bahia PCH I S.A.; (iii) Goiás Sul S.A.; (iv) Rio PCH S.A.; e (v) EnergyWorks do Brasil Ltda., com Capuava Energy Ltda. ("Sociedades"). O valor total da Operação, valor de firma ("Enterprise Value"), ajustado por variações da dívida e do capital de giro das Sociedades, totaliza R\$ 771.948.304,57 (setecentos e setenta e um milhões, novecentos e quarente e oito mil e trezentos e quatro Reais e cinquenta e sete centavos).

Em 23 de fevereiro de 2017 a Neoenergia celebrou com a Elektro Renováveis do Brasil S.A. o Contrato de Compra e Venda de Ações e Outras Avenças ("Contrato de Compra e Venda"), por meio do qual foi acordada a venda para a Elektro Renováveis da totalidade da participação da Companhia no capital social da Força Eólica do Brasil 1 S.A. e da Força Eólica do Brasil 2 S.A. correspondente a 50% do capital social total e votante de cada uma das Sociedades. A Operação compreende a alienação de 10 parques eólicos em operação comercial, cuja capacidade instalada monta 288 MW. Conforme disposto no Contrato de Compra e Venda, o fechamento da operação está condicionado à aprovação da Operação pelo Conselho Administrativo de Defesa Econômica – CADE, além da verificação de outras condições precedentes usuais para operações semelhantes.

A duas operações são consistentes com a estratégia da Neoenergia de disciplina de capital através da gestão de seu portfólio de ativos, acelerando a desalavancagem financeira e permitindo o foco em ativos de maior escala para fortalecer a capacidade de investimentos em seus principais negócios.

Resultado do Período

Demonstração de Resultado - R\$ mil	Acumulado		Variação	
	1T17	1T16	R\$ mil	%
Receita bruta	5.576.584	5.169.579	407.005	7,87
Dedução da receita bruta	(1.857.625)	(1.817.635)	(39.990)	2,20
Receita líquida	3.718.959	3.351.944	367.015	10,95
Custos de bens e/ou serviços vendidos	(2.855.300)	(2.477.087)	(378.213)	15,27
Resultado bruto	863.659	874.857	(11.198)	(1,28)
Despesas com vendas e gerais adm.	(322.399)	(310.496)	(11.903)	3,83
Resultado de participações	(12.954)	(2.593)	(10.361)	399,58
Resultado do serviço	528.306	561.768	(33.462)	(5,96)
(-) Amortização e Depreciação	201.033	190.848	10.185	5,34
EBITDA¹	729.339	752.616	(23.277)	(3,09)
Resultado Financeiro	(323.436)	(271.247)	(52.189)	19,24
Lucro antes dos impostos e contribuições	204.870	290.521	(85.651)	(29,48)
IRPJ e CSLL	(74.957)	(88.337)	13.380	(15,15)
Lucro (Prejuízo) Líquido Antes das Part. Minoritárias	129.913	202.184	(72.271)	(35,75)
Lucro (Prejuízo) Líquido	116.738	191.362	(74.624)	(39,00)
Lucro Líquido Part. Minoritárias	13.175	10.822	2.353	21,74

¹EBITDA = Lucro antes dos imposto, resultado financeiro, depreciação e amortização.

SUMÁRIO EXECUTIVO

- Melhora nos **índices de arrecadação** de Coelba (+1,46 p.p) e Celpe (+0,64 p.p)
- **Melhora no DEC** das nossas Distribuidoras: Coelba (-15,0 %), Celpe (-17,2 %) e Cosern (-1,9 %)
- Redução das Perdas das nossas Distribuidoras: Coelba (-0,14 p.p), Celpe (-0,26 p.p) e Cosern (-0,95 p.p)
- O **Resultado Bruto** do 1T17 obteve uma variação negativa de **R\$ 11 milhões (-1,3p.p.)**, em função do aumento dos custos (+15,3p.p)
- **EBITDA** de **R\$ 729 milhões**, R\$ 23 milhões (-3,1p.p) inferior ao registrado em 1T16. Ao desconsiderarmos a contribuição no EBITDA em 2016 referente aos ativos vendidos em março de 2017, o resultado do 1T17 supera em 1,6% o do mesmo período do ano anterior.
- **Lucro Líquido** de **R\$ 117 milhões**, impactado principalmente pelo aumento da despesa financeira de R\$ 323 milhões no primeiro trimestre, decorrente do aumento de estoque da dívida e do custo

2. DISTRIBUIÇÃO

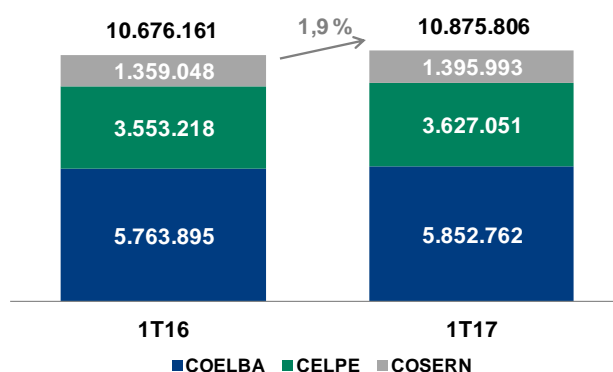
2.1. Número de Consumidores Ativos

No 1T17, as distribuidoras do Grupo Neoenergia alcançaram, em conjunto, um total de 10.876 mil de consumidores ativos, crescimento de 1,9%, adicionando 200 mil novos clientes em relação ao mesmo período do ano anterior.

O acréscimo observado entre os períodos analisados está concentrado na classe residencial, que representa 88,0% dos clientes das distribuidoras, registrando um crescimento de 2,01% e um incremento de 188.201 novos consumidores em relação ao mesmo período de 2016. Essa evolução representa o crescimento do mercado regulado das Distribuidoras, reflexo dos investimentos realizados para conexão de novos clientes à rede da Companhia, em especial o Programa Luz para Todos.

A classe industrial continua apresentando decréscimo no número de consumidores ativos, com uma retração de 2,96%, ainda reflexo da reclassificação de consumidores industriais para comerciais, iniciada em 2016. A classe Rural apresentou um decréscimo de 0,84%. 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 na Cosern.

Descrição	Evolução do Número de Consumidores					
	1T16	1T17	Variação Vertical %		Variação Horizontal %	
			1T16	1T17	1T16 / 1T17	
Residencial	9.386.478	9.574.679	87,92%	88,04%	188.201	2,01%
Industrial	22.411	21.747	0,21%	0,20%	-664	-2,96%
Comercial	687.671	701.800	6,44%	6,45%	14.129	2,05%
Rural	448.007	444.230	4,20%	4,08%	-3.777	-0,84%
Poder Público	83.831	83.269	0,79%	0,77%	-562	-0,67%
Iluminação Pública	29.609	30.707	0,28%	0,28%	1.098	3,71%
Serviço Público	17.248	18.440	0,16%	0,17%	1.192	6,91%
Subtotal	10.675.255	10.874.872	99,99%	99,99%	199.617	1,87%
Consumo Próprio	875	910	0,01%	0,01%	35	4,00%
Suprimento	31	24	0,00%	0,00%	-7	-22,58%
Total	10.676.161	10.875.806	100,00%	100,00%	199.645	1,87%

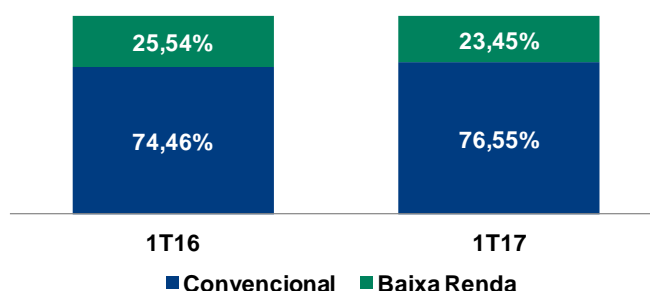


2.2. Número de Consumidores Baixa Renda

O número de consumidores residenciais em março de 2017 nas Distribuidoras do Grupo representou 88,04% do total de clientes/contratos ativos, e destes 23,45% são consumidores enquadrados como residencial baixa renda, em conformidade com a Lei nº. 12.212/2010, regulamentada pela Resolução ANEEL nº. 414/2010.

Em março de 2016 esse número era de 25,54%, sendo esta redução 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	6.989.377	7.329.511
Baixa Renda	2.397.101	2.245.168
Total	9.386.478	9.574.679

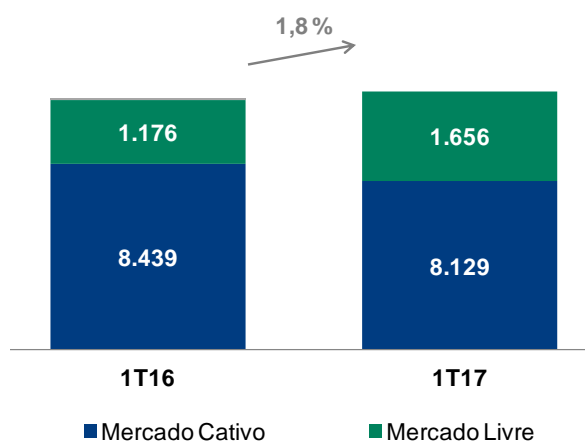


2.3. Energia Distribuída

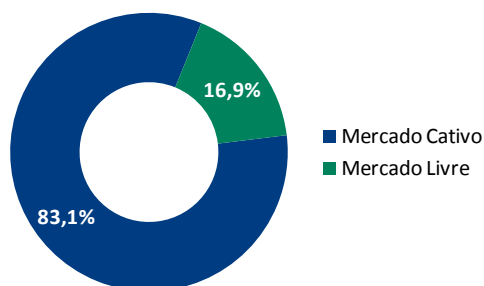
A Energia Distribuída (cativo + livre) no 1T17 pela Neoenergia alcançou 9.785 GWh, incremento de 1,76% em relação ao registrado no mesmo período de 2016.

Coelba, Celpe apresentaram redução no mercado cativo de 5,81% e 2,65%, respectivamente, enquanto a Cosern registrou aumento de 1,88%. Esse cenário é resultado da migração dos clientes cativos para o mercado livre, que apresentou um expressivo crescimento nas três distribuidoras.

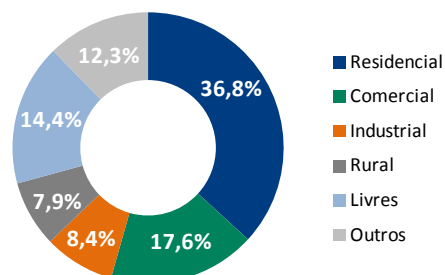
Descrição	Energia Distribuída (GWh)				
	Mercado	1T16	1T17	Variação Horizontal %	
				1T16 / 1T17	
COELBA	Mercado Cativo	4.417	4.160	-256	-5,81%
	Mercado Livre	499	796	298	59,75%
	Subtotal	4.915	4.957	42	0,84%
CELPE	Mercado Cativo	2.869	2.793	-76	-2,65%
	Mercado Livre	471	627	156	33,21%
	Subtotal	3.340	3.420	80	2,41%
COSERN	Mercado Cativo	1.154	1.176	22	1,88%
	Mercado Livre	207	232	26	12,40%
	Subtotal	1.361	1.408	47	3,48%
TOTAL		9.616	9.785	169	1,76%



Participação por Mercado 1T17 (%)



Participação por Classe do Mercado Cativo 1T17 (%)



2.5. 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
COELBA								
Residencial	1.046	1.813	1.038	1.766	-0,7%	-2,6%	49,7%	42,4%
Industrial	267	646	196	449	-26,5%	-30,5%	9,4%	10,8%
Comercial	545	908	511	843	-6,2%	-7,2%	24,5%	20,3%
Rural	115	384	133	487	15,4%	26,8%	6,3%	11,7%
Outras Classes ¹	220	665	209	616	-4,7%	-7,4%	10,0%	14,8%
Subtotal COELBA	2.192	4.417	2.087	4.160	-4,8%	-5,8%	100,0%	100,0%
CELPE								
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%
Outras Classes ¹	176	417	171	413	-2,8%	-1,0%	11,8%	14,8%
Subtotal CELPE	1.497	2.869	1.450	2.793	-3,2%	-2,6%	100,0%	100,0%
COSERN								
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%
Outras Classes ¹	75	169	75	175	0,0%	3,5%	12,9%	14,9%
Subtotal COSERN	582	1.154	581	1.176	-0,3%	1,9%	100,0%	100,0%
TOTAL	4.271	8.439	4.118	8.129	-3,6%	-3,7%	-	-

Nota¹: Corresponde ao Poder Público, Iluminação Pública, Serviço Público e Consumo Próprio

No período, o mercado cativo das três distribuidoras registrou, no agregado, volume total de 8.129 GWh, redução em relação ao 1T16 de 3,7%, equivalente a 311 GWh. A Receita com o Fornecimento de Energia Elétrica alcançou R\$ 4.118 milhões no 1T17, redução de 3,6% em relação ao mesmo período do ano anterior, devido a fatores que serão detalhados no item 7.2.1 sobre Receita Operacional.

Destacamos alguns aspectos do comportamento do mercado no 1T17 em relação ao 1T16:

COELBA

A classe residencial apresentou redução no consumo de 2,6% em relação a 1T16, atingindo 1.766 GWh. Esta classe detém a maior parcela do consumo cativo da Coelba, com uma participação de 42,4% e tem sido negativamente influenciada pela conjuntura econômica adversa, com aumento no nível de desemprego, queda na renda e aumento no nível de inadimplência. Adicionalmente, o calendário de leitura nesse ano foi bastante desfavorável, na comparação com 2016, impactando negativamente em 62 GWh o resultado da classe.

Influenciada pelo expressivo aumento da migração de consumidores para o mercado livre, a classe industrial cativa apresentou uma retração de 30,5% no 1T17 comparado a 1T16. 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 em janeiro de 2017 apresentou queda de 15,5%, depois de ter fechado o ano de 2016 com recuo de 5,2%.

A classe comercial apresentou redução de 7,2% no primeiro trimestre de 2017, frente a igual período de 2016. O desempenho da classe é explicado pela migração de 48 consumidores para o mercado livre e pela conjuntura econômica, que levou a uma redução de 12,1% no volume de vendas do comércio na Bahia em 2016.

A classe rural registrou um crescimento de 26,8% no consumo do 1T17 em relação 1T16, muito influenciado pelo desempenho de janeiro, quando o aumento foi de 65,9% provocado pela estiagem em áreas agrícolas, o que demandou aumento de consumo por necessidade de irrigação.

CELPE

O consumo da classe residencial apresentou um acréscimo de 5,0%, atingindo 1.290 GWh. Esta classe detém a maior parcela do consumo total cativo da Celpe, com uma participação de 46,2%. Apesar da classe ser negativamente influenciada pela conjuntura econômica, com aumento no nível de desemprego, queda na renda e aumento no nível de inadimplência, para Celpe 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 em redução de 33,3% no consumo da classe industrial no trimestre.

A retração da economia brasileira também afeta o consumo da classe comercial, Portanto, neste trimestre o consumo de energia dessa classe recuou 5,5% em relação ao mesmo período do ano anterior.

O consumo da 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.

COSERN

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.

O consumo da classe Industrial registrou uma queda de 13,4%, influenciado 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.

O consumo da classe comercial também foi afetado pela migração para o Mercado Livre, impactando 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.

2.6. Balanço Energético Trimestral

No 1T17 a Energia Injetada pelas Distribuidoras do Grupo Neoenergia apresentou um aumento de 3,1% equivalente a 351.154 MWh em relação ao 1T16.

LEGENDA										Em MWh	
1T17		1T16									
Leilão Energia Existente	%	Contratos								Residencial	%
208.343	1,91%	10.935.142								3.601.842	44,31%
454.936	4,24%	10.723.367								3.560.213	42,19%
Itapebi	%	Uso Distribuidoras								Industrial	%
414.025	3,79%	55.182								823.977	10,14%
495.833	4,62%	40.527								1.174.149	13,91%
Quotas	%	Mercado Livre								Comercial	%
3.217.121	29,42%	1.656.364								1.722.675	21,19%
3.629.883	33,85%	1.176.377								1.835.259	21,75%
Termope	%	Perdas Rede Básica								Rural	%
877.395	8,02%	238.752								775.452	9,54%
1.013.762	9,45%	239.955								617.671	7,32%
NC Energia	%	Sobras								Outros	%
0	0,00%	622.603								1.204.848	14,82%
0	0,00%	265.928								1.252.141	14,84%
Afluente	%	Geração Própria									
36.737	0,34%	4.671									
42.717	0,40%	4.463									
Proinfa	%										
188.265	1,72%										
181.621	1,69%										
MCS D	%										
0	0,00%										
24.648	0,23%										
Leilão Energia Nova	%										
5.321.721	48,67%										
4.215.121	39,31%										
Termoaçu	%										
551.667	5,04%										
552.805	5,16%										
Leilão Fonte Alternativa	%										
119.867	1,10%										
112.041	1,04%										
				Injetada	Injetada						
				11.790.004	11.790.004						
				11.438.850	11.438.850						
						Mercado Próprio					
						8.128.795		68,95%			
						8.439.434		73,78%			
						Mercado Livre					
						1.656.364		14,05%			
						1.176.377		10,28%			
						Perda Distribuição					
						1.949.663		16,54%			
						1.782.513		15,58%			
						Uso Distribuidoras					
						55.182		0,47%			
						40.527		0,35%			

COELBA

A energia injetada atingiu o patamar de 5.969.454 MWh no 1T17, apresentando um acréscimo de 3,6% com relação a igual período de 2015. Do total da energia injetada, 69,7% foi destinada ao consumo regulado, 13,3% para o consumo do mercado livre.

O mercado próprio da distribuidora exigiu 4.160.169 MWh no 1T17, representando um decréscimo de 5,8% em relação ao mesmo período do ano anterior.

O mercado livre exigiu a entrega de 796.485 MWh de energia durante o trimestre, representando um acréscimo de 59,8% em relação ao mesmo período do ano anterior.

CELPE

A energia injetada atingiu o patamar de 4.253.806 MWh no 1T17, representando uma alta 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.

O mercado próprio da distribuidora exigiu 2.792.751 MWh no 1T17, representando um decréscimo de 2,6% em relação ao mesmo período do ano anterior.

O mercado livre exigiu a entrega de 627.456 MWh de energia durante o trimestre, representando um acréscimo de 33,2% em relação ao mesmo período do ano anterior.

COSERN

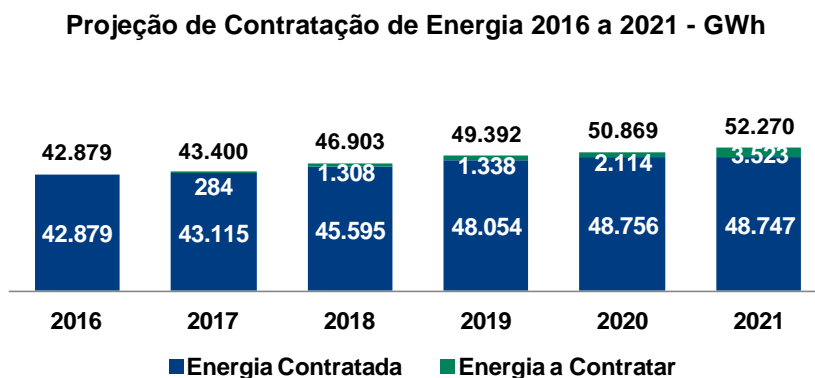
A energia injetada atingiu o patamar de 1.566.744 MWh no 1T17, representando uma alta de 1,10% com relação a igual período de 2016. Do total da energia injetada, 75,05% foi destinada ao consumo regulado, 14,83% para o consumo do mercado livre.

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.

2.7. Energia Contratada

No gráfico a seguir apresentamos a energia contratada para o período de 2016 a 2021 para o mercado das Distribuidoras do Grupo Neoenergia no 1T17 baseada na expectativa de crescimento.



A energia contratada para atender ao mercado no primeiro trimestre de 2017 na Coelba totalizou 5.469 GWh, o que representa um acréscimo de 0,39% em relação a 2016. Na Celpe o acréscimo foi de 3,63% totalizando 3.994 GWh em relação ao primeiro trimestre de 2016 e na Cosern essa energia totalizou 1.472 GWh (+3,70%). Estes acréscimos foram decorrentes do início de vigência dos contratos de leilões dos quais as empresas participaram em anos anteriores. A

energia foi adquirida a um custo médio total acumulado de R\$ 154,54/MWh, R\$ 173,98/MWh e R\$ 172,54/MWh na Coelba, na Celpe e na Cosern, respectivamente. Enquanto o PLD médio do Nordeste para o período foi de R\$ 195,97/MWh.

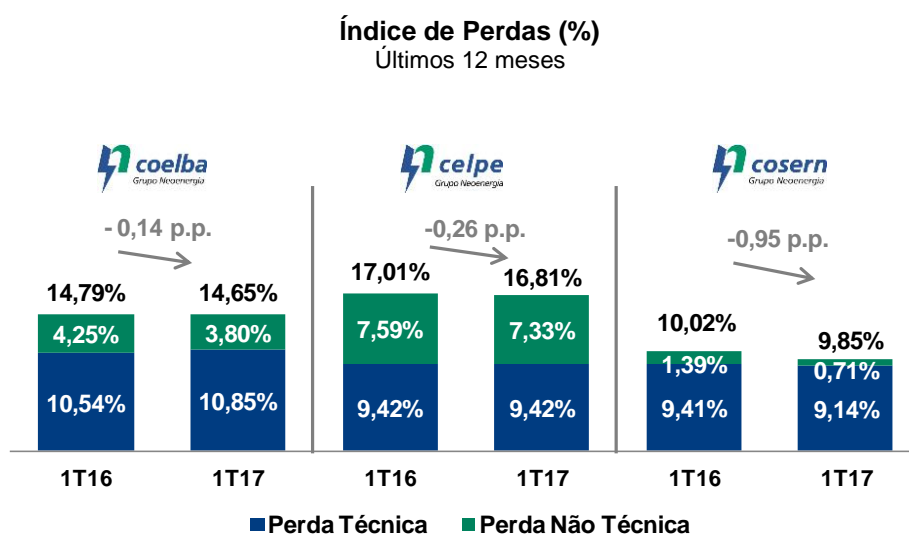
Ainda neste trimestre a Coelba, a Celpe e a Cosern tiveram uma sobra contratual de 3,75% (198 GWh), 8,79% (323 GWh) e 7,45% (102 GWh), decorrente do crescimento de mercado abaixo do esperado e do aumento contratual acima citado. Até uma sobrecontratação de 5% os efeitos econômicos são repassados para a tarifa. O volume 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.

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. Nossas 3 empresas participaram dos mecanismos regulados existentes para redução do seu nível contratual em 2017. Com isso chegamos a devolver, dos montantes contratado pelas empresas, 13,23%, 5,6% e 5,35% para Coelba, Celpe e Cosern, respectivamente, dos atingindo os lastros citados anteriormente.

2.8. 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 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 1T17	
	12,38%
	14,52%
	10,95%

No 1T17, conforme demonstrado no gráfico acima, COELBA, CELPE e COSERN apresentaram redução no Índice de Perdas Globais de 0,14, 0,26 e 0,95 pontos percentuais respectivamente. Cabe destacar que essa variação é

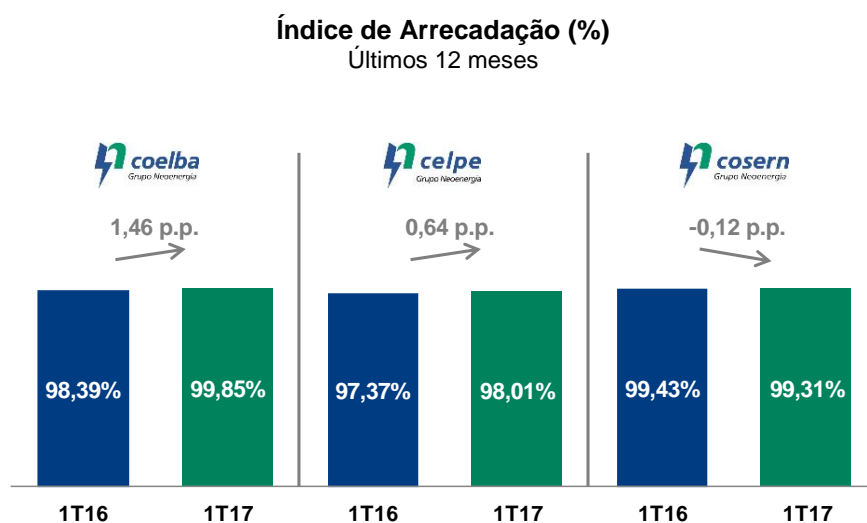
essencialmente do índice de Perda Não Técnica, que é a resultante de falhas na medição, fraudes e furtos de consumidores.

No 1T2017 as Distribuidoras do Grupo Neoenergia investiram mais de R\$ 62,7 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 através do levantamento cadastral e ações de fiscalização do parque de iluminação pública.
- 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.

2.9. 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 1T17 e seu comportamento em relação ao mesmo período de 2016.



No primeiro trimestre de 2017, o Índice de Arrecadação da Coelba e Celpe apresentaram aumento de 1,46 p.p. e 0,64 p.p. respectivamente em relação ao primeiro trimestre de 2016. Já o índice da Cosern se mostrou estável registrando uma redução de apenas 0,12 p.p. em relação ao mesmo período do ano anterior.

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, indicando 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 das distribuidoras 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 478 mil suspensões no trimestre, representando aumento de cerca de 111 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:
 - 4,6 milhões de negativações;
 - 8,6 milhões de acionamentos por URA (Unidade de Resposta Audível) e SMS (Serviço de Mensagem);
- Intensificação da atuação das Assessorias de Cobrança, com R\$ 214 milhões arrecadados em 2017, representando aumento de R\$ 101 milhões em relação à arrecadação do primeiro trimestre de 2016;
- Otimização das ações de suspensão do fornecimento por meio de atuação em concentrações georeferenciadas;
- Melhoria do processo de seleção de clientes para a negativação, aumentando a efetividade da ação;
- Campanhas de estímulo aos colaboradores das empresas parceiras, o que favoreceu um aumento da efetividade das ações de Assessoria de Cobrança;
- 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;
- 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.

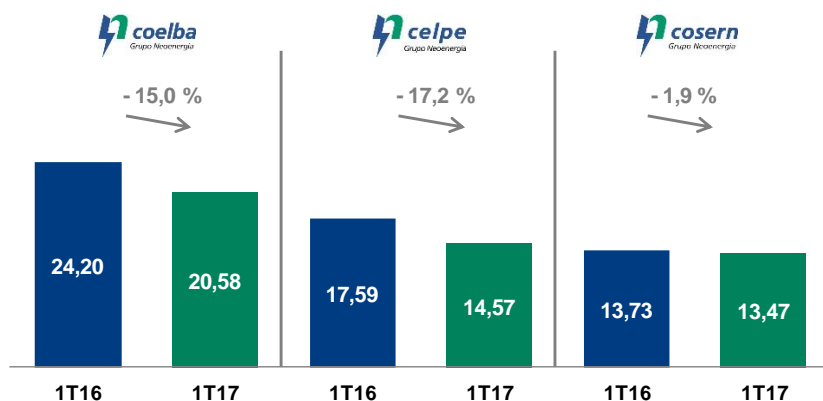
2.10. Indicadores de Qualidade no Fornecimento

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 COSERN apresentaram melhora nos índices de DEC, resultado do intenso trabalho de melhoria na sua rede de distribuição e no atendimento aos seus clientes. Para o FEC, a Cosern teve uma ligeira piora, porém as 3 empresas se encontram enquadradas nos limites determinados pela ANEEL.

Demonstramos a seguir os indicadores de qualidade das Distribuidoras do Grupo no 1T17 e seu comportamento em relação ao mesmo período do ano anterior.

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



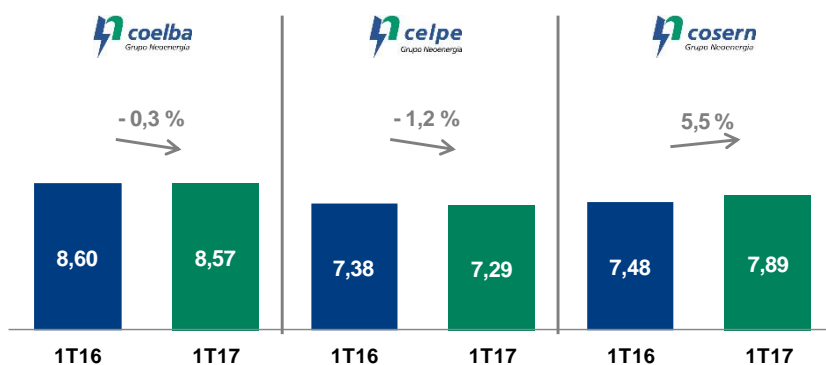
Limite Regulatório 1T17

coelba 15,01

celpe 13,89

cosern 13,39

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



Limite Regulatório 1T17

coelba 8,84

celpe 9,34

cosern 9,33

3. GERAÇÃO

5.1. 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 - através 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 95% das obras civis foram concluídas e as unidades geradoras 1,2, 3 e 4 da casa de força principal (Belo Monte), totalizando 2.444 MW de potência instalada e 100% da casa de força complementar (Pimental) está em operação comercial (233 MW de potência instalada) e a unidade 5 de Belo Monte encontram-se em fase final de comissionamento.

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 e 172,80 MW médios de Garantia Física.

Em outubro de 2015 após aprovação pelo 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 CEBI apresentou pedido de reconsideração ao processo de excludente de responsabilidade deliberado pela ANEEL e, em 26 de abril o recurso foi analisado e julgado, tendo sido retificado o período reconhecido como excludente de responsabilidade para 756 dias, por meio do Despacho n.º 1.078, de 03 de maio de 2016.

Através do Despacho n.º 1.078, de 3 de maio de 2016 a ANEEL reconheceu mais 130 dias no processo de excludente de responsabilidade e deliberou em 756 dias. Com isso o novo cronograma de implantação 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 n.º 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.

Em março de 2017 estavam mobilizados 2.300 funcionários do Consórcio Construtor Baixo Iguaçu e a obra transcorre em ritmo normal. Sendo realizadas como principais atividades término da concretagem dos pilares 14 e 15 do vertedouro, concretagem da tomada d'água 03; montagem do pré-distribuidor da 1ª UG, montagem das comportas segmento dos vãos 05 a 07 do vertedouro.

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), venceu dois leilões de energia (A-3 e A-5) e construirá seis novos parques, sendo três no Rio Grande do Norte – Calango 6 (30 MW), Santana 1 (30 MW) e Santana 2 (24 MW), que somam 84 MW, e três na Paraíba – Canoas (31,5MW), Lagoa 1 (31,5MW) e Lagoa 2 (31,5MW), com 94,5MW de potência total.

Em dezembro de 2015 foram iniciadas as obras dos parques eólicos vencedores no certame A-3 de 2014 (Calango 6, Santana 1 e Santana 2), que após um ano de obras, entrou em operação comercial em 28 de dezembro de 2016, em data anterior ao compromisso firmado pelo CCEAR (01 de janeiro de 2017).

Em relação às usinas eólicas vencedoras do A-5 de 2015 - Canoas, Lagoa 1 e Lagoa 2 (90MW instalados), cujo os contratos de comercialização de energia determinam a entrada em operação em 01 de janeiro de 2019, avançaram ao longo de 2016, e tiveram suas obras iniciadas em agosto de 2016. Esses empreendimentos têm previsão de início da operação comercial para outubro de 2017, de forma antecipada ao compromisso firmado em contrato produto do leilão A-5 2014 (01 de janeiro de 2019). A energia gerada entre a data de operação comercial e a data de início do CCEAR será comercializada no ambiente de comercialização livre.

4. COMERCIALIZAÇÃO

NC Energia

A NC Energia comercializou no 1T17 cerca de 923 MW médios mensais, com compras totais de cerca de R\$ 256 milhões através de contratos de curto e longo prazo realizados com parte relacionada, consumidores livres, consumidores especiais e demais agentes de mercado. Desse volume total aproximadamente 15% é decorrente de fontes incentivadas.

5. TRANSMISSÃO

5.1. Em Implantação

Afluente T

Em 06 de março de 2017 foi publicado 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.

6. ANÁLISE DO DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO CONSOLIDADO

Dados econômicos-financeiros (R\$ mil)	Acumulado		Varição
	1T17	1T16	%
Receita Operacional Bruta	5.576.584	5.169.579	7,87
Receita Operacional Líquida	3.718.959	3.351.944	10,95
EBITDA	729.339	752.616	(3,09)
Resultado do Serviço - EBIT	528.306	561.768	(5,96)
Resultado Financeiro	(323.436)	(271.247)	19,24
Lucro Líquido Antes das Participações Minoritárias	129.913	202.184	(35,75)
Lucro Líquido Participações Minoritárias	13.175	10.822	21,74
Lucro (Prejuízo) Líquido	116.738	191.362	(39,00)
Indicadores Financeiros de Margem (%)	1T17	1T16	Varição (%)
Margem EBITDA	19,61%	22,45%	(2,84)
Margem EBIT	14,21%	16,76%	(2,55)
Margem Líquida Consolidada	3,14%	5,71%	(2,57)
Informações Patrimoniais Consolidadas (R\$ mil)	mar/17	dez/16	Varição (%)
Ativo Total	28.032.225	27.955.603	0,27
Dívida Bruta	11.690.301	11.347.007	3,03
Dívida Líquida ¹	9.892.606	9.884.882	0,08
Patrimônio Líquido Consolidado	9.373.999	9.297.888	0,82
Patrimônio Líquido Atribuído aos Controladores	8.890.519	8.778.067	1,28
Indicadores Financeiros de Dívida	mar/17	dez/16	Varição (%)
Dívida Líquida/EBITDA ²	3,61	3,58	0,93
Índice de Endividamento ³	0,47	0,48	-1,91
Indicadores de Ações	1T17	1T16	Varição (%)
Valor Patrimonial de Ação da Holding (R\$)	1,52	1,50	0,02
Lucro (Prejuízo) Líquido por Ação da Holding (R\$) ²	0,02	0,03	(0,01)

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

²EBITDA ou Lucro Líquido de 12 meses

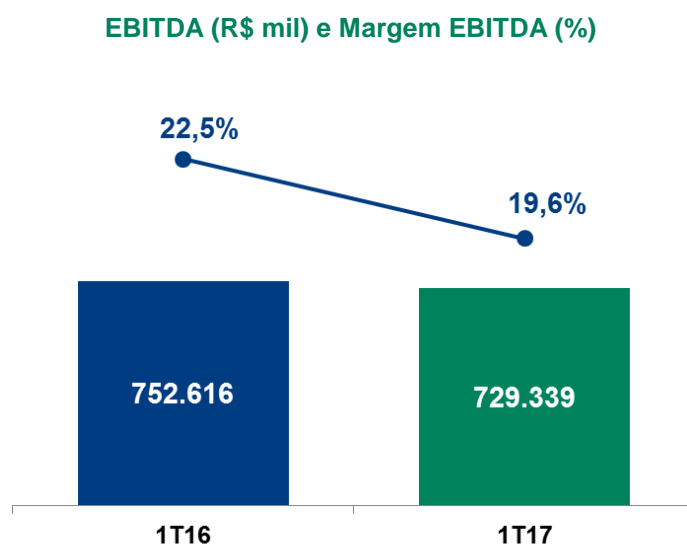
³Índice de Endividamento Líquido = Dívida líquida/Dívida bruta + Patrimônio Líquido

p.p - Pontos Percentuais

6.1 LAJIDA (EBITDA)

6.1.1 EBITDA E MARGEM EBITDA

O Grupo apurou no 1T17 o EBITDA de R\$ 729.339 mil com redução de 3,09%, equivalente a R\$ 23.277 mil, em relação ao mesmo período do ano anterior. A margem EBITDA no 1T17 foi de 19,6%, apresentando uma redução de 2,8 p.p. em relação ao 1T16.



6.1.3. 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	Acumulado		Varição (%)
	1T17	1T16	Acumulada
Lucro (Prejuízo) Líquido	116.738	191.362	(39,00)
Participações Minoritárias	13.175	10.822	21,74
Lucro Líquido Antes das Participações Minoritárias (A)	129.913	202.184	(35,75)
Imposto de Renda e CSLL - Corrente e diferido (B)	74.957	88.337	(15,15)
Amortização e Depreciação (C)	182.197	170.887	6,62
Amortização de ágio (D)	18.836	19.961	(5,64)
Receitas Financeiras (E)	(563.808)	(1.382.558)	(59,22)
Despesas Financeiras (F)	887.244	1.653.805	(46,35)
LAJIDA (EBITDA) = (A) + (B) + (C) + (D) + (E) + (F)	729.339	752.616	(3,09)

6.2. RECEITA OPERACIONAL

6.2.1 RECEITA OPERACIONAL BRUTA

Receita Operacional Bruta Consolidada - R\$ mil	Acumulado		Variação	
	1T17	1T16	R\$ mil	%
Residencial	2.045.087	2.005.304	39.783	1,98
Industrial	368.359	515.710	(147.351)	(28,57)
Comercial	1.021.401	1.084.454	(63.053)	(5,81)
Rural	227.779	195.724	32.055	16,38
Poder público	210.609	211.522	(913)	(0,43)
Iluminação pública	119.301	118.981	320	0,27
Serviço público	125.119	139.688	(14.569)	(10,43)
Receita de uso de rede	153.331	102.860	50.471	49,07
Fornecimento Faturado	4.270.986	4.374.243	(103.257)	(2,36)
Fornecimento não faturado	35.600	(40.213)	75.813	(188,53)
Total Fornecimento	4.306.586	4.334.030	(27.444)	(0,63)
Subvenção à tarifa social baixa renda	287.210	229.761	57.449	25,00
Suprimento	337.273	308.707	28.566	9,25
Câmara de Comercialização de Energia - CCEE	153.886	172.921	(19.035)	(11,01)
Valores a Receber da Parcela A e Outros Itens Financeiros	(190.572)	(478.186)	287.614	(60,15)
Receita de construção da infraestrutura da concessão	548.020	441.659	106.361	24,08
Receita de concessão	6.357	10.661	(4.304)	(40,37)
Outras receitas	127.824	150.026	(22.202)	(14,80)
Receita Operacional Bruta Consolidada	5.576.584	5.169.579	407.005	7,87

Os fatores determinantes da variação da Receita Bruta no 1T17 em relação ao 1T16 foram:

- Redução da Receita de Fornecimento Faturado, em R\$ 153.728 mil, excluindo-se o efeito do uso de rede de R\$ 50.471 mil, decorrente, principalmente, de dois efeitos: (i) Efeito do Preço da Energia Vendida ao Mercado Cativo e (ii) Efeito do Volume da Energia Vendida ao Mercado Cativo
- (i) Efeito Preço: O preço impactou positivamente a Receita de Fornecimento Faturado em R\$ 2.551 mil devido ao Reajuste Tarifário Anual aplicado a partir de abril de 2016, e que portanto afetou apenas o primeiro trimestre de 2017, com incremento médio percebido pelo consumidor na tarifa de 10,72%, 9,99% e 7,73% para Coelba, Celpe e Cosern respectivamente e ao comportamento do consumo faturado quando analisamos os dois períodos. Por outro lado, mudança de patamar da Bandeira Tarifária compensou parcialmente os efeitos positivos. 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.
- (ii) Efeito do Volume: A redução do volume de energia vendida no mercado cativo em 3,7% impactou negativamente a Receita de Fornecimento Faturado em R\$ 156.278 mil. O cenário econômico adverso em conjunto com a migração dos clientes do mercado cativo para o mercado livre foram os principais fatores para redução do volume. Na Coelba e Celpe foram registradas quedas de 5,8% e 2,6% respectivamente, enquanto, na Cosern foi percebido um aumento de 1,9%.
- Aumento da Receita de Uso de Rede em R\$ 50.471 mil devido a:
 - (i) Distribuição: As Distribuidoras registraram um aumento de R\$ 43.100 mil. Esse cenário foi resultado, principalmente, da migração de clientes do mercado cativo para o mercado livre. Entre o primeiro trimestre de 2016 e o mesmo período de 2017 foi registrado um aumento de 40,8% no Volume de Energia Distribuída no mercado livre, assim o impacto do efeito volume foi positivo em R\$ 44.793 mil. Em contrapartida foi registrada uma redução no preço médio por consumo do mercado livre, assim o efeito preço foi negativo em R\$ 1.693 mil.
 - (ii) Transmissão: As Transmissoras registraram um aumento de R\$ 7.371 mil. A Potiguar Sul registrou uma variação positiva de R\$ 6.333 mil quando comparamos com o primeiro trimestre de 2016, em decorrência da entrada em operação em 07/11/2016.

- Valores a receber da parcela A e outros itens Financeiros: A variação positiva de R\$ 287.614 mil entre os trimestres é resultante da redução da constituição normal passiva no valor de R\$ 249.715 mil, e da redução da amortização normal passiva no valor de R\$ 37.897 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\$ 190.572 mil, sendo composto da constituição normal dos passivos de R\$ 130.095 mil decorrentes os custos realizados abaixo da cobertura tarifária e R\$ 60.476 mil referente à reversão passiva da Parcela A.
- Redução da Receita da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica “CCEE”, no montante de R\$ 19.035 mil, devido a:
 - Distribuição: Nas Distribuidoras foi registrado um aumento de apenas R\$ 123 mil. A COELBA e COSERN registraram aumentos de R\$ 20.100 e R\$ 9.978 respectivamente 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. Já a CELPE registrou uma redução de R\$ 29.955 mil devido, principalmente, a recontabilização na CCEE da SE Pau Ferro em R\$ 47 milhões no 1T16, sendo o evento não recorrente em 2016 que não se repetiu em 2017. Em contrapartida o aumento do volume das sobras compensou parcialmente com um efeito positivo de R\$ 17.045 mil
 - Geração: As Geradoras registraram uma redução na Receita da CCEE de R\$ 19.158 mil, principalmente devido as variações de Itapebi e Termope que em conjunto registraram uma variação negativa de R\$ 18.847 mil. O impacto foi decorrente da curva de sazonalização das usinas e da redução de 19% no Preço de Liquidação da Diferença – PLD registrada no primeiro trimestre de 2017 quando comparamos o mesmo período do ano anterior
- Aumento da receita consolidada de suprimento de energia em R\$ 28.566 mil no primeiro trimestre de 2017, quando comparado ao mesmo período de 2015. Essa variação se justifica principalmente pelo impacto positivo de R\$ 61.658 mil e de R\$ 10.318 mil da Termopernambuco e Itapebi respectivamente em função do reajuste anual de 18,09% e 11,56% em abril de 2016 na tarifa de energia vendida dos contratos realizados no ACR (PPAs) com a Celpe e Coelba. Em contrapartida foi registrada uma queda de R\$ 57.113 na Receita de Suprimento das PCHs e Cogeneradoras que foram alienadas pelo Grupo Neoenergia, ou seja, a Receita delas registrada no primeiro trimestre de 2016 não foi registrada no mesmo período de 2017.
- Aumento R\$ 106.361 mil no Custo de Construção, que é constituída por investimentos em infraestrutura líquida de recursos de obrigações especiais. Esse aumento foi ocasionado pelos maiores gastos com investimento líquido observado nas distribuidoras do Grupo Neoenergia, quando comparado ao mesmo período do ano anterior.

6.2.2 DEDUÇÕES DA RECEITA BRUTA

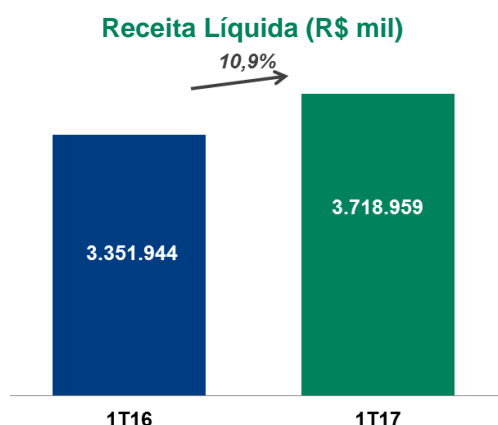
Deduções da Receita Bruta - R\$ mil	Acumulado		Varição (R\$)	Varição (%)
	1T17	1T16	Acumulada	Acumulada
IMPOSTOS (ICMS / PIS / COFINS / ISS)	(1.496.819)	(1.505.320)	8.501	(0,56)
ENCARGOS SETORIAIS	(360.806)	(312.315)	(48.491)	15,53
Conta de desenvolvimento energético - CDE	(290.715)	(294.379)	3.664	(1,24)
Programa de Eficientização Energética - PEE	(14.125)	(11.925)	(2.200)	18,45
Pesquisa e desenvolvimento - P&D	(9.926)	(8.599)	(1.327)	15,43
Encargos do Consumidor - CCRBT	(29.133)	17.568	(46.701)	(265,83)
Outros (RGR / FNDCT / EPE / PROINFA)	(16.907)	(14.980)	(1.927)	12,86
(-) Dedução da receita bruta	(1.857.625)	(1.817.635)	(39.990)	2,20
Receita Operacional Líquida	3.718.959	3.351.944	367.015	10,95

A variação positiva na Receita Bruta foi acompanhada pelo acréscimo de R\$ 39.990 mil nas Deduções da Receita Bruta em relação ao mesmo período do ano anterior devido a:

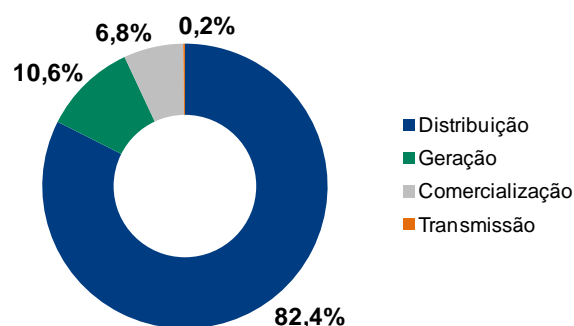
- Redução de R\$ 8.501 mil dos impostos contribuiu positivamente nas deduções da receita bruta, devido, principalmente, a um aumento do PIS e COFINS efetivos a recuperar nas Distribuidoras, portanto, afetando a dedução de maneira positiva.
- Acréscimo de 15,5%, no valor de R\$ 48.491 mil nos encargos 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.

6.2.3 RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA

Receita Operacional Líquida Consolidada - R\$ mil	Acumulado		Variação	
	1T17	1T16	R\$ mil	%
Receita Operacional Bruta Consolidada	5.576.584	5.169.579	407.005	7,87
(-) Dedução da receita bruta	(1.857.625)	(1.817.635)	(39.990)	2,20
Receita Operacional Líquida	3.718.959	3.351.944	367.015	10,95



Contribuição dos Segmentos na Receita Líquida¹



Nota 1: Não inclui eliminações

No 1T17, a Receita Operacional Líquida foi de R\$ 3.718.959 mil apresentando acréscimo de 10,95%, equivalente a R\$ 367.015 mil em relação ao mesmo período do ano anterior que foi de R\$ 3.351.944 mil. Do total apurado no 1T17, 82,4% refere-se à Distribuição, 10,6% à Geração, 6,8% à Comercialização, 0,2% a Transmissão, antes das eliminações do consolidado.

6.3. CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS

Os Custos e Despesas Operacionais e o Resultado de participação no 1T17 atingiram o montante de R\$ 3.190.653 mil, apresentando um aumento de R\$ 400.477 mil que equivale a 14,35% em relação ao ano anterior, onde foi de R\$ 2.790.176 mil.

Custos, Despesas Operacionais e Resultado de participação - R\$ mil	Acumulado		Variação	
	1T17	1T16	R\$ mil	%
Energia comparada para revenda	(1.501.722)	(1.187.790)	(313.932)	26,43
Encargos de uso dos sistema de transmissão e distribuição	(138.470)	(216.663)	78.193	(36,09)
Taxa de fiscalização serviço energia elétrica-TFSEE	(4.963)	(4.710)	(253)	5,37
Total Parcela A	(1.645.155)	(1.409.163)	(235.992)	16,75
Pessoal	(225.655)	(194.719)	(30.936)	15,89
Administradores	(4.845)	(4.438)	(407)	9,17
Entidade de previdência privada	11.305	4.197	7.108	169,36
Serviços de terceiros	(344.957)	(340.652)	(4.305)	1,26
Combustível para produção de energia	(97.135)	(109.666)	12.531	(11,43)
Material	(18.963)	(14.588)	(4.375)	29,99
Arrendamentos e aluguéis	(4.880)	(4.822)	(58)	1,20
Provisões líquidas - PCLD	69.578	(34.934)	104.512	(299,17)
Perdas contas a receber/consumidores	(129.581)	(32.314)	(97.267)	301,01
Provisões líquidas - contingências	4.905	4.453	452	10,15
Indenizações Civeis/Trabalhistas	(33.873)	(16.968)	(16.905)	99,63
Multas regulatórias	(470)	(277)	(193)	69,68
Tributos	(8.137)	(7.643)	(494)	6,46
Compensação Financeira Recursos Hídricos - CFRH	(1.038)	(1.510)	472	(31,26)
Outras despesas (receitas) operacionais	(18.582)	(11.993)	(6.589)	54,94
Total Parcela B	(802.328)	(765.874)	(36.454)	4,76
Depreciação e amortização	(182.197)	(170.887)	(11.310)	6,62
Amortização de ágio	(18.836)	(19.961)	1.125	(5,64)
Equivalência patrimonial	5.882	17.368	(11.486)	(66,13)
Custos de construção	(548.019)	(441.659)	(106.360)	24,08
Total	(3.190.653)	(2.790.176)	(400.477)	14,35

Os custos e despesas da Parcela A no 1T17 representaram 51,56% do total dos gastos. Essa parcela sofreu acréscimo de R\$ 235.992 mil, equivalente a um aumento da Parcela A em 16,75%. Os custos e despesas da Parcela B no 1T17 representaram 25,14% do total de gastos, que correspondeu a um aumento de custos de R\$ 36.454 mil em relação ao mesmo período do ano anterior, equivalente a uma variação de 4,76% na Parcela B. Os principais fatores que influenciaram as variações foram:

- Os custos com compra de energia para revenda atingiram R\$ 1.501.722 mil no 1T17, um aumento de R\$ 313.932 mil, que equivale a uma variação favorável de 26,43% em relação ao ano anterior, quando o montante foi de R\$ 1.187.790 mil. As principais variações que ocasionaram esse resultado foram decorrentes do acréscimo de 23% das Distribuidoras, que contribuíram com R\$ 309.231 mil, conforme principais fatores descritos abaixo:
 - ✓ Aumento de R\$ 121.602 mil nos custos de energia de leilão do ACR devido ao acréscimo de 844 GWh em 1T17 em relação ao mesmo período de 2016, por conta dos novos contratos e motorização dos leilões estruturantes.
 - ✓ Aumento em R\$ 25.342 mil com energia adquirida no contrato bilateral, sendo na Coelba e na Celpe em função do aumento do custo da tarifa de Termopernambuco no valor de R\$ 19.999 mil, incluindo o diferimento do ICMS a CELPE para a UTE, que passou a ser cobrado em nov/16 retroativo a abril/16. Na Cosern, o aumento do custo de R\$ 5.343 mil é decorrente do aumento da tarifa de Termuaçu. Apesar da redução do montante de 225 GWh em função da sazonalização.
 - ✓ Aumento de R\$ 193.095 mil na Energia de Curto Prazo (PLD), apesar do custo de energia no Mercado de Curto Prazo estar mais baixo do que foi no mesmo período do ano passado. Em 2016 tivemos, nessa linha, uma receita de R\$ 163.540 mil em função de: (i) a recontabilização da SE Pau Ferro na Celpe; e (ii) a redução do custo no MCP devido às sobras de energia e a exposição financeira nas Distribuidoras do Grupo provocada pela diferença entre os preços de PLD nos submercados

Esse aumento foi compensado parcialmente pela:

- ✓ Variação positiva de R\$ 25.857 mil, pois não ocorreu custo com o Encargo de Energia de Reserva – EER em 1T17, uma vez que as receitas das usinas no mercado de curto prazo foram suficientes para cobrir os seus custos fixos.
- Variação favorável de R\$ 78.193 mil nos Encargos de uso do sistema de transmissão. O principal impacto favorável foi registrado nas Distribuidoras de R\$ 78.425 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.
- Variação desfavorável de R\$ 10.361 mil no 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. O principal impacto veio da variação negativa do resultado de equivalência patrimonial da Teles Pires Participações, quando comparamos o primeiro trimestre de 2017 com o mesmo período do ano de 2016, em decorrência da variação negativa do resultado financeiro devido ao término da capitalização dos juros de empréstimos dada a entrada em operação comercial de todas as unidades geradoras. O restante da variação foi decorrente das demais participadas que contribuíram positivamente ou negativamente em menor grau.
- Aumento de R\$ 31.343 mil dos gastos na conta de Pessoal e Administradores devidos, principalmente, aos reajustes nas remunerações em função do novo acordo coletivo.
- Redução de R\$ 12.531 mil no custo com combustível para produção de energia, devido, principalmente, pelo menor consumo de gás no período em decorrência da parada programada no primeiro trimestre de 2017 em Termopernambuco.
- Aumento de R\$ 106.360 mil no Custo de Construção, que é constituída por investimentos em infraestrutura líquida de recursos de obrigações especiais, contribuindo com uma variação desfavorável de 56,92. Esse gasto não tem impacto no resultado, pois tem contra partida no mesmo valor na Receita.

6.4. RESULTADO FINANCEIRO

O Resultado Financeiro do Grupo Neoenergia no 1T17 foi negativo em R\$ 323.436 mil, apresentando uma piora de 19,24%, R\$ 52.189 mil, em relação ao 1T16.

Descrição	1T17	1T16	R\$ Mil	%
Renda de aplicações financeiras	34.336	71.376	(37.040)	(51,89)
Juros, comissões e acréscimo moratório	25.969	26.626	(657)	(2,47)
Encargos de dívida, variações monetárias e cambiais	(100.963)	307.389	(408.352)	(132,85)
Instrumentos financeiros derivativos	(227.020)	(592.524)	365.504	(61,69)
Atualização provisão para contingências / depósitos judiciais	(7.169)	(12.153)	4.984	(41,01)
Remuneração financeira da parcela A e outros itens financeiros	(6.886)	6.815	(13.701)	(201,04)
Obrigações pós emprego	(22.922)	(17.831)	(5.091)	28,55
Outras receitas (despesas) financeiras líquidas	(18.781)	(60.945)	42.164	(69,18)
Resultado Financeiro Líquido	(323.436)	(271.247)	(52.189)	19,24

Os principais fatores que contribuíram para esse resultado foram:

- Piora de R\$ R\$ 42.848 mil no resultado líquido dos Encargos de Dívida, Variações Monetárias e Cambiais e dos Instrumentos Financeiros Derivativos devido aos seguintes fatores:
 - (i) Apesar da queda do CDI e manutenção da Taxa de Juros de Longo Prazo (TJLP), o aumento de spreads de juros dos novos contratos celebrados no 1T17 resultou em um incremento do custo médio da dívida que registrou um aumento de R\$ 35.471 mil nas despesas financeiras com dívida no primeiro trimestre de 2017 em comparação ao mesmo período de 2016.

Apresentamos abaixo as taxas trimestrais acumuladas e as respectivas variações comparativas dos dois principais indexadores da dívida do Grupo

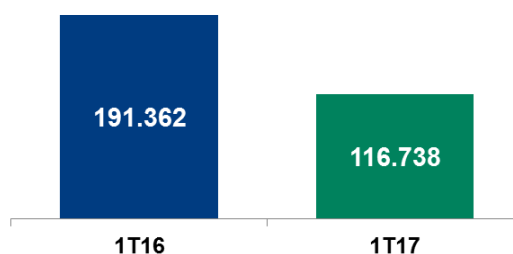
Índice	Mar/16	Mar/17	Variação
	(A)	(B)	(B) - (A)
CDI	14,13%	12,13%	-2,00%
CDI acum.	3,14%	2,94%	-0,20%
TJLP	7,50%	7,50%	0,00%

- (i) No primeiro trimestre de 2017 houve um aumento de 5,5% no volume médio de dívida contraída pelo Grupo em relação ao mesmo período do ano anterior. Esse cenário também contribuiu para o aumento das despesas com dívida (incluído o resultado com instrumentos financeiros derivativos) de R\$ 17.771 mil em comparação ao mesmo período de 2016;
 - (ii) Aumento dos juros incorporados aos investimentos (Juros sobre Obras em Andamento – JOA) representou em um efeito positivo de R\$ 10.394 mil;
- Redução de R\$ 37.040 mil na Receita de Aplicações Financeiras devido a:
 - (iii) Redução de 0,20 pontos percentuais no CDI acumulado e de 46,9% do saldo médio de caixa quando comparamos o primeiro trimestre de 2017 com o mesmo período do ano anterior. O efeito negativo da redução de volume das disponibilidades foi de R\$ 33.498 mil e efeito negativo da queda do indicador de referência – o CDI - das aplicações financeiras foi de R\$ 3.542 mil.

6.5. LUCRO (PREJUÍZO) LÍQUIDO

No 1T17 o Lucro Líquido Consolidado registrado foi de R\$ 116.738 mil, que corresponde a uma variação negativa de R\$ 74.624 mil em relação ao lucro líquido de R\$ 191.362 mil apurado no mesmo período de 2016.

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

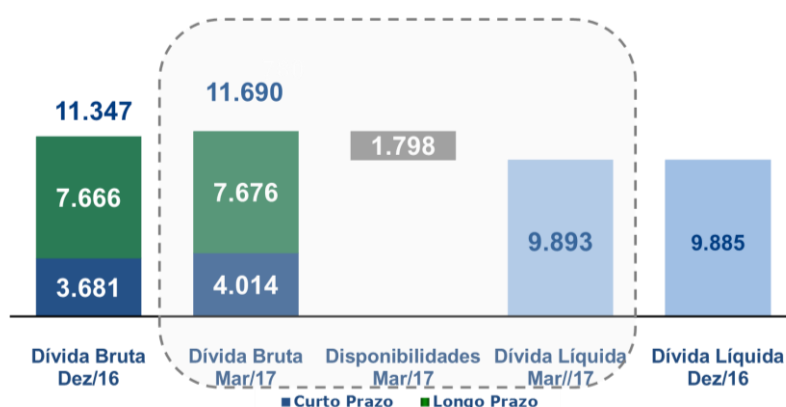


7. ESTRUTURA DE CAPITAL

7.1. PERFIL DA DÍVIDA

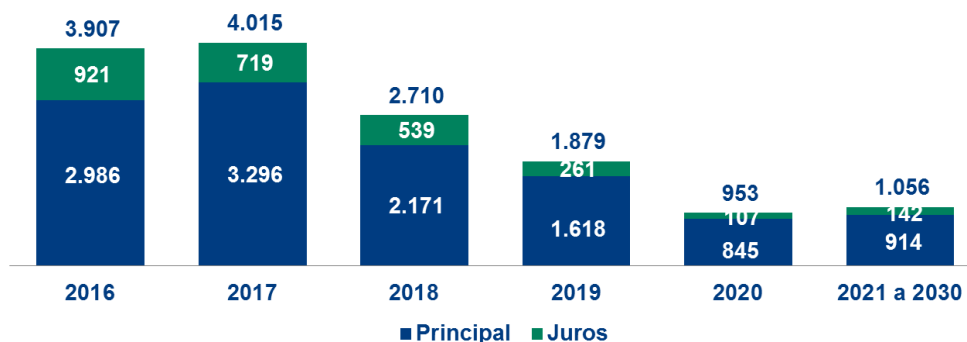
Em março de 2017 a dívida bruta consolidada da Neoenergia, incluindo empréstimos, debêntures e instrumentos financeiros, foi de R\$ 11.690 milhões (dívida líquida R\$ 9.893 milhões), apresentando um crescimento de 3% (R\$ 343 milhões) em relação a dezembro de 2016. O valor do endividamento total em março de 2017, da Neoenergia contava com 66% da dívida contabilizada no longo prazo e 34% no curto prazo.

Evolução da Dívida (R\$ Milhões)



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)



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.

É importante ressaltar que a Neoenergia permanece entre as melhores empresas na escala de classificações do Rating do setor elétrico.

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+

8. INVESTIMENTOS

Nos primeiros três meses do ano de 2017 o Grupo Neoenergia realizou investimentos de R\$ 732 milhões, sendo 85,5% em distribuição e 14,5% em geração, transmissão e outros, conforme o quadro abaixo.

Os demais investimentos realizados pelas Companhias Controladas ou com influência significativa da Neoenergia em sua administração atingiram R\$ 91 milhões, conforme detalhado no quadro abaixo:

Investimento em Controladas em Conjunto e Coligadas	1T17
EAPSA	30
Teles Pires	336
Belo Monte	83.088
Eólicas	7.679

Nota: Considera a participação da Neoenergia nos empreendimentos
 Nota¹: As Eólicas consideradas são aquelas controladas pela Iberdrola, as que o Grupo controla estão contidas no valor de Geração do Quadro Consolidado apresentado

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 a população do meio rural e residencial baixa renda brasileira.

Através do Programa Luz para Todos as Distribuidoras do Grupo Neoenergia realizaram até março de 2017, 747.697 ligações que promoveram desenvolvimento econômico e melhoria na qualidade de vida das pessoas atendidas na nossa área de concessão.

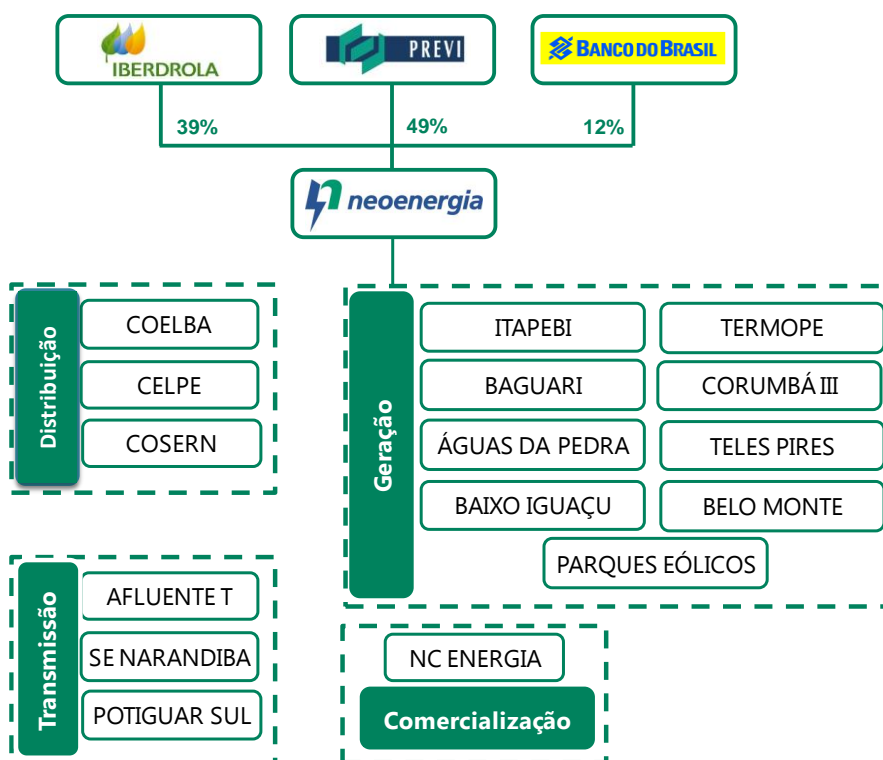
O número de ligações efetuadas nas três Distribuidoras até 30 de março de 2017 está demonstrado abaixo.

Programa Luz para Todos	
Ligações executadas até 2009	498.934
Ligações executadas em 2010	75.921
Ligações executadas em 2011	39.888
Ligações executadas em 2012	26.726
Ligações executadas em 2013	35.872
Ligações executadas em 2014	28.458
Ligações executadas em 2015	16.674
Ligações executadas em 2016	21.629
Ligações executadas até 31/03/2017	3.595
Total de Ligações Executadas	747.697

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.



2. DISTRIBUIDORAS

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

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.

2.1. Tarifas

2.1.1 Reajuste / Revisão Tarifária

Conforme previsto nos Contratos de Concessão da COELBA, CELPE e COSERN, 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		
	COELBA	CELPE	COSERN
AT - Alta Tensão (>2,3kV)	10,64%	6,77%	7,61%
BT - Baixa Tensão (<2,3kV)	10,76%	11,66%	7,78%
Efeito tarifário médio AT+BT	10,72%	9,99%	7,73%

COELBA

A ANEEL, através da Resolução Homologatória nº 2.066 de 19 de abril de 2016, publicada no Diário Oficial da União do dia 22 de abril de 2016, homologou o resultado do Reajuste Tarifário Anual da Companhia, em 16,07%, dos quais 12,18% correspondem ao reajuste tarifário econômico e 3,89% aos componentes financeiros pertinentes.

Considerando como referência os valores praticados atualmente, o efeito tarifário médio que foi percebido pelos consumidores da concessionária é de 10,72%, 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.

CELPE

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 que 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.

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 .

COSERN

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 que foi 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.

2.1.2 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. 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, treze parques eólicos e uma Termelétrica Diesel.

Além destes encontram-se em fase de construção 3 parques eólicos 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
CELPE Fernando de Noronha	Termelétrica Diesel	89,65%	Fernando de Noronha - PE	4,08	1,6 MW	21/12/1989	21/12/2019
ITAPEBI UHE Itapebi ¹	Hidrelétrica - UHE	100,00%	Rio Jequitinhonha - BA	462,01	214,3 MW	28/05/1999	31/08/2035
TERMOPE UTE Termope	Termelétrica - UTE	100,00%	Suape - Ipojuca - PE	532,70	504,2 MW	18/12/2000	18/12/2030
CORUMBÁ III UHE Corumbá III	Hidrelétrica - UHE	70,00%	Rio Corumbá - GO	96,45	50,9 MW	07/11/2001	14/02/2037
BAGUARI I UHE Baguari	Hidrelétrica - UHE	51,00%	Rio Doce - MG	140,00	80,2 MW	15/08/2006	31/12/2039
ÁGUAS DA PEDRA UHE Dardanelos	Hidrelétrica - UHE	51,00%	Rio Aripuanã - MT	261,00	154,9 MW	03/07/2007	02/01/2043
TELES PIRES Teles Pires	Hidrelétrica - UHE	51,00%	Rio Teles Pires - MT/PA	1.819,80	930,7 MW	07/06/2011	06/06/2046
PARQUES EÓLICOS							
EOL Arizona 1			Rio do Fogo - RN	28,00	12,9 MW	04/03/2011	03/03/2046
EOL Caetité 1				30,00	13,3 MW	16/10/2012	16/10/2047
EOL Caetité 2			Caetité - BA	30,00	11,2 MW	07/02/2011	06/02/2046
EOL Caetité 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				30,00	11,9 MW	09/05/2011	08/05/2046
EOL Calango 3	Eólica - UEE	50,00%	Bodó, Lagoa Nova - RN	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 Calango 5				30,00	13,7 MW	02/06/2011	01/06/2046
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	14/11/2014	13/11/2049
EOL Santana 2			Lagoa Nova-RN	24,00	13,1MW	14/11/2014	13/11/2049

¹ A Itapebi é controlada diretamente pela Neoenergia (42%) e indiretamente através da Termopernambuco (58%)

² Energia garantida

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
BELO MONTE Belo Monte	Hidrelétrica - UHE	10,00%	Rio Xingu - PA	11.233,10	4.571 MW	26/08/2010	25/08/2045
GERAÇÃO CÉU AZUL Baixo Iguaçu	Hidrelétrica - UHE	70,00%	Rio Iguaçu - PR	350,20	172,8 MW	20/08/2012	14/09/2049
PARQUES EÓLICOS							
EOL Canoas			São José do Sabugí – PB	31,50	17,1MW	04/08/2015	03/08/2050
EOL Lagoa 1	Eólica - UEE	50,00%	Santa Luzia – PB	31,50	18,6MW	04/08/2015	03/08/2050
EOL Lagoa 2			São José do Sabugí – PB	31,50	16,4MW	04/08/2015	03/08/2050

4. TRANSMISSÃO

O segmento de transmissão em operação do Grupo Neoenergia é composto por:

Transmissão - Em operação	Tipo	Participação Neoenergia	Localização	Entrada Operação	Prazo de Concessão		
AFLUENTE T							
Linhas de Transmissão (Extensão Total 445 Km²)	Transmissão	87,80%	BA		30/07/2027		
LT 230 KV Itagibá - Funil C-1				24/12/2002			
LT 230 KV Brumado II - Itagibá C-1				12/03/2001			
LT 230 KV Ford - Pólo C-2				30/09/2001			
LT 230 KV Ford - Camaçari IV C-2				30/09/2001			
LT 230 KV Ford - Pólo C-1				28/09/2001			
LT 230 KV Ford - Camaçari IV C-1				28/09/2001			
LT 230 KV Tomba - Governador Mangabeira C-1				01/07/1965			
LT 230 KV Tomba - Governador Mangabeira C-2				01/07/1965			
LT 138 KV Funil - Poções C-1			01/07/1982				
Subestações Rede Básica			BA				
Pólo (4 Entradas de Linha)				24/12/2002			
Ford (2 Entradas de Linha)				01/07/2001			
Funil (2 Entradas de Linha)	01/07/1994						
Camaçari IV (2 Entradas de Linha)	22/01/2015						
Tomba	01/07/1972						
Brumado II	01/07/2002						
Itagibá	01/01/2010						
SE NARANDIBA	Transmissão	100%	BA	04/06/2011	28/01/2039		
Subestação de Narandiba				20/02/2014			
Subestação de Narandiba - Ampliação			23/09/2014	28/08/2042			
Subestação Brumado II	RN						
Subestação Extremoz II		05/07/2015	10/05/2042				
POTIGUAR SUL (Extensão Total 196km²)	Transmissão	100%	RN/PB	07/11/2016	25/07/2043		
LT 500 KV Campina Grande III - Ceará-Mirim II-C2							