



**NEOENERGIA S.A.**  
**RESULTADOS | 2017**

## ÍNDICE

MENSAGEM DO PRESIDENTE DO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO .....	
DESTAQUES .....	
1. A NEOENERGIA .....	
1.1. Histórico .....	
1.2. Composição Acionária .....	
2. AMBIENTE ECONÔMICO .....	
3. AMBIENTE REGULATÓRIO .....	
3.1. Distribuição .....	
3.1.1. Sobrecontratação de Energia .....	
3.1.2. Tarifas da Distribuição .....	
3.1.3. Conta de Desenvolvimento Energético – CDE.....	
3.1.4. Bandeiras Tarifárias .....	
3.2. Geração.....	
4. REDES .....	
4.1. Nossas DISTRIBUIDORAS .....	
4.1.1. Desempenho Operacional .....	
4.1.2. Perdas.....	
4.1.3. Arrecadação .....	
4.2. Nossas TRANSMISSORAS .....	
4.2.1. Transmissoras em implementação .....	
5. NEGÓCIOS LIBERALIZADOS .....	
5.1. Nossas Usinas .....	
5.1.1. Usinas em construção .....	
5.2. Nossas Comercializadoras .....	
5.2.1. NC Energia .....	
5.2.2. Elektro Comercializadora .....	
6. RENOVÁVEIS .....	
6.1. Nossos parques eólicos .....	
6.1.1. Parques Eólicos em construção .....	
7. INVESTIMENTOS .....	
8. DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO CONSOLIDADO .....	
8.1. Resultado do período .....	

---

8.2.	EBITDA (LAJIDA) .....	
8.2.1.	Conciliação do EBITDA .....	
8.2.2.	EBITDA e Margem EBITDA .....	
8.2.3.	Evolução do EBITDA.....	
8.3.	Receita Operacional .....	
8.3.1.	Receita Operacional Bruta .....	
8.3.2.	Deduções da Receita Bruta .....	
8.3.3.	Receita Operacional Líquida .....	
8.4.	Custos e Despesas Operacionais .....	
8.5.	Resultado Financeiro .....	
9.	ENDIVIDAMENTO .....	
9.1.	Perfil da Dívida.....	
10.	PRÁTICAS DE GESTÃO .....	
10.1.	Estrutura de Governança .....	
10.2.	Direito dos Acionistas e Política de Dividendos .....	
10.3.	Relações com Investidores .....	
10.4.	Integridade e Ética .....	
10.5.	Gestão de Riscos .....	
11.	RESPONSABILIDADE AMBIENTAL .....	
12.	SAÚDE E SEGURANÇA.....	
13.	OUTROS DESTAQUES .....	
13.1.	Rating.....	
13.1.1.	Standard & Poor's .....	
13.1.2.	Fitch.....	
14.	AUDITORES INDEPENDENTES .....	
15.	AGRADECIMENTOS .....	
16.	BALANÇO SOCIAL.....	

## MENSAGEM DO PRESIDENTE DO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

Prezados Acionistas,

O ano de 2017 será lembrado como o início da grande transformação do Grupo Neoenergia. Com a incorporação da Elektro, em agosto, passamos a ser o maior grupo privado do setor elétrico brasileiro em número de clientes. São 13,5 milhões de unidades consumidoras atendidas por nossas quatro distribuidoras (Coelba, Celpe, Cosern e Elektro), um universo de 34 milhões de pessoas – quase 20% da população brasileira. Em Geração, temos capacidade instalada de 4,3 GW, entre ativos em operação ou em construção. A base de ativos regulatórios é de R\$ 15 bilhões, a maior entre os players privados do setor no Brasil e América Latina. Estamos em 16 estados brasileiros e nosso viés é de crescimento sustentável.

Dando sequência a uma parceria de sucesso, construída nestes 20 anos junto ao Banco do Brasil e à PREVI, com a incorporação da Elektro, a Neoenergia tem uma nova composição acionária na qual a Iberdrola torna-se a controladora. O compromisso da Iberdrola no Brasil é claro, histórico e consistente: a Neoenergia é o único veículo de investimentos da Iberdrola no país. Em 2017, os investimentos da Neoenergia, considerando inclusive o investido em suas coligadas, atingiram R\$ 4,4 bilhões – 13% a mais do que em 2016. E esse patamar deverá se manter pelos próximos anos, sobretudo com o desenvolvimento de novos projetos, como as seis linhas de transmissão (1.600 quilômetros no total) e os nove parques eólicos (281,4 MW) conquistados nos leilões de abril e dezembro. Temos muito a avançar.

Nossos resultados econômico-financeiros demonstram um crescimento robusto e consistente, se comparados aos de 2016. A Receita Operacional Líquida (ROL) cresceu 38,26% e chegou a R\$ 20,5 bilhões. O EBITDA (lucro antes de juros, impostos, depreciação e amortização) oscilou positivamente em 14,9% e fechou 2017 em R\$ 3 bilhões. O lucro saltou de R\$ 303 milhões, em 2016, para R\$ 406 milhões em 2017, um aumento de 34%. São números que nos encorajam a investir cada vez mais na qualidade dos serviços prestados a nossos clientes e na expansão da infraestrutura elétrica de que o Brasil tanto precisa.

Para o Grupo Neoenergia, o compromisso de investir no país é indissociável do rigor com uma atuação ética, e as mais exigentes práticas de governança e sustentabilidade. Pela segunda vez consecutiva conquistamos o Selo de Empresa Pró-Ética, concedido pela Controladoria-Geral da União e o Instituto Ethos, atestando que nosso Programa de Integridade está em linha com a legislação brasileira e no patamar das melhores práticas de compliance.

No campo da Sustentabilidade, a Neoenergia segue os padrões do Grupo Iberdrola, reconhecido internacionalmente como líder no combate às mudanças climáticas. Em 2017, renovamos nosso compromisso junto aos Dez Princípios do Pacto Global da ONU, iniciativa que preconiza uma atuação baseada no respeito a direitos humanos, direitos do trabalho, preservação ambiental e combate à corrupção. E conquistamos o Prêmio Época Empresa Verde, concedido pela Revista Época, com um projeto que

permite gerar energia elétrica renovável a partir de biogás proveniente de resíduos sólidos, em Camaragibe, Região Metropolitana do Recife.

Contamos com a garra e o talento de nossa força de trabalho para celebrar todas essas conquistas, em um ambiente de trabalho que propicia a troca de ideias e a cooperação entre as equipes. Em 2017, a Neoenergia foi eleita pela primeira vez uma das melhores empresas para se trabalhar, e pela terceira vez consecutiva uma das melhores empresas para iniciar a carreira no Brasil, ambas pelo Guia Você S.A.

É com muito orgulho dessas conquistas que apresento os nossos resultados de 2017. E quero deixar uma palavra que nos estimula para enfrentar os novos desafios que virão: compromisso.

## DESTAQUES

<b>Resultados Econômico-Financeiros</b> R\$ mil <sup>(1)</sup>	<b>2017</b>	<b>2016</b>	<b>Variação %</b>
Receita Operacional Bruta	29.705.905	22.199.181	33,82
Receita Operacional Líquida	20.517.519	14.839.697	38,26
Margem Operacional Líquida	3.558.662	3.255.092	9,33
EBITDA	3.086.294	2.686.412	14,89
Resultado Financeiro	(1.385.855)	(1.296.614)	6,88
Lucro atribuídos aos Acionistas Controladores	406.088	302.869	34,08
Lucro atribuídos aos Acionistas Minoritários	45.441	51.434	(11,65)
Lucro (Prejuízo) Líquido	451.529	354.303	27,44
Margem Operacional (%)	17,34%	21,94%	(4,59)
Margem EBITDA (%)	15,04%	18,10%	(3,06)
Margem Líquida (%)	1,98%	2,04%	(0,06)

<b>Outros Resultados</b>	<b>2017</b>	<b>2016</b>	<b>Variação %</b>
Volume de fornecimento para mercado cativo (GWh)	35.515	33.378	6,40
Consumo de energia na área de concessão (GWh)	44.575	38.535	15,68
Número de Clientes (mil)	13.577	10.831	25,35
Rating corporativo (S&P)	AA-	AA-	-
Investimento (R\$ mil) <sup>(2)</sup>	4.003.754	2.876.394	39,19

<b>Informações Patrimoniais</b> R\$ mil <sup>(1)</sup>	<b>dez/17</b>	<b>dez/16</b>	<b>Variação %</b>
Ativo Total	42.114.499	27.967.404	50,58
Dívida Bruta	17.385.745	11.347.007	53,22
Dívida Líquida <sup>(3)</sup>	13.509.611	9.884.883	36,67
Patrimônio Líquido Consolidado	15.608.354	9.219.765	69,29
Patrimônio Líquido Atribuído aos Controladores	15.379.053	8.705.816	76,65

<b>Indicadores Financeiros de Dívida</b>	<b>dez/17</b>	<b>dez/16</b>	<b>Variação (p.p)</b>
Dívida Líquida/EBITDA <sup>(4)</sup>	4,38	3,68	0,70
EBITDA/Resultado Financeiro <sup>(4)</sup>	2,23	2,07	0,16
Dívida Líquida/EBITDA (Pró-forma) <sup>(5)</sup>	3,69	na	-
EBITDA /Resultado Financeiro (Pró-forma) <sup>(5)</sup>	2,48	na	-

<sup>(1)</sup> Em milhares de Reais, exceto onde indicada outra unidade de medida

<sup>(2)</sup> Investimentos Consolidados

<sup>(3)</sup> Dívida Líquida de disponibilidades, aplicações financeiras e títulos e valores mobiliários

<sup>(4)</sup> EBITDA, e Resultado Financeiro dos últimos 12 meses

<sup>(5)</sup> Cálculo pró-forma considera a inclusão do resultado dos últimos 12 meses da Elektro Holding (Companhia incorporada em 24 de agosto de 2017)

\*Dados da Elektro a partir de 24/08/2017, conforme incorporação à NEOENERGIA

- **EBITDA em 2017 foi de R\$ 3.086 milhões, um aumento de 14,89% (R\$ 400 milhões) em relação a 2016.**

- 
- O Lucro Líquido atribuído aos acionistas controladores em 2017 foi de R\$ 406.088 mil, 34,08% acima do que foi apurado em 2016 (R\$ 302.869 mil).
  - Evolução positiva em 2017 de alguns de seus principais indicadores frente a 2016. Redução do DEC de 13%, 8% e 10%, respectivamente para Coelba, Cosern e Elektro Redes. O FEC da Coelba caiu 6%, da Cosern, em 19%, e da Elektro Redes, em 1%.
  - Redução das Perdas na Elektro Redes (1,19 p.p) e na Cosern (0,32 p.p).
  - Energia distribuída (cativo + livre), considerando o efeito da incorporação da Elektro Holding pela Neoenergia, atingiu 44.575 GWh, um aumento de 15,68%. Se consideradas apenas Coelba, Celpe e Cosern, o volume de energia distribuída se manteve estável em relação ao ano anterior, com 38.592 GWh.

## 1. A NEOENERGIA

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

### 1.1. Histórico

Em 1997 a Neoenergia iniciou seus investimentos no segmento de distribuição de energia com a aquisição no leilão de privatização da Coelba (Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia), maior empresa de distribuição do Nordeste. No mesmo ano o Grupo adquiriu, também através de leilão de privatização, a Cosern (Companhia Energética do Rio Grande do Norte), ambas com concessão federal de 30 anos.

No segmento de geração, a Companhia iniciou a expansão do seu parque com a outorga de Itapebi, a primeira usina construída pela Neoenergia.

Em 2000, a Neoenergia arrematou em leilão de privatização a CELPE (Companhia Energética do Estado de Pernambuco) e como parte do compromisso do leilão, iniciou no mesmo ano a construção da UTE Termopernambuco. Ainda em 2000, considerando as perspectivas de liberalização do mercado de energia, a Neoenergia criou a comercializadora NC Energia, visando ao atendimento das indústrias, grandes e pequenas geradoras de energia e empresas de serviços interessadas na compra e venda de energia.

Em 2004, para aproveitar a sinergia dos negócios e melhorar sua gestão, o Grupo Neoenergia se reestruturou e implementou um novo modelo de governança corporativa. O Grupo

passou a operar com um quadro diretivo único, com

conselheiros da holding presentes nas principais controladas e criação de comitês de assessoramento do Conselho de Administração, o modelo de gestão implementado foi pautado por objetivos comuns e centralização das funções corporativas para todo o grupo, mantendo estrutura nas empresas, para atender as diretrizes regulamentares.

Em 2005 a Neoenergia venceu o leilão de concessão para construção da UHE Baguari e das PCHs Goiandira e Nova Aurora. Em agosto do mesmo ano foi constituída a Afluente Geração e Transmissão de Energia Elétrica S.A. para assumir os ativos de geração e transmissão da Coelba, que foram segregados da companhia distribuidora em atendimento ao processo de desverticalização do setor elétrico brasileiro.

Em 2006 foram adquiridas as concessões para construção e exploração das PCHs Pirapetinga, Pedra do Garrafão, da UHE Corumbá III e da UHE Dardanelos. E em 2007, a Neoenergia adquiriu autorização para construção da PCH Sítio Grande.

Em 2008 a Neoenergia adquiriu autorização para construção da UHE Baixo Iguaçu. Por motivos de licenciamento ambiental, as obras de implantação desse empreendimento foram iniciadas somente em 2013 e ainda encontra-se em fase de implantação. Em 2009, foram inauguradas as PCHs Pirapetinga, Pedra do Garrafão, as UHEs Baguari e Corumbá. Na área de transmissão, foi adquirida autorização para construção da Subestação Narandiba, com o propósito de reforçar o suprimento de energia para a Região Metropolitana de Salvador. A obra teve início em março de 2010 e a subestação entrou em operação em 2011.

Em 2010, a Neoenergia adquiriu a participação de 10% na UHE Belo Monte, localizada no rio Xingu (PA). Também foram assinados os Contratos de Concessão referentes às instalações de transmissão da Afluente Transmissão de Energia Elétrica S.A. e das usinas da Afluente Geração de Energia Elétrica S.A.

Em agosto do mesmo ano, a Neoenergia ingressou no segmento de fontes alternativas e, em conjunto com a Elektro Renováveis, conquistou no 2º Leilão de Fontes Alternativas promovido pela ANEEL, o direito de construir nove parques eólicos. Também em parceria com a Elektro Renováveis, a Neoenergia construiu na Bahia seu décimo Parque Eólico, Caetité 1, totalizando 288MW de capacidade instalada em eólicas. Em outubro, iniciou a operação comercial da PCH Sítio Grande, seguida da PCH Goiandira e da PCH Nova Aurora.

Em dezembro de 2010, foi arrematado em leilão o direito de construção e exploração da UHE Teles Pires por meio do Consórcio Teles Pires Energia Eficiente, formado por Neoenergia (50,1%), Furnas (24,5%), Eletrosul (24,5%) e Odebrecht (0,9%). A usina tem potência instalada de 1.820 MW. Nesse mesmo mês, foi assinado um Instrumento de Compra e Venda com a Iberdrola para aquisição das empresas de cogeração Energyworks e Capuava Energy.

Em agosto de 2011, foi concedida pela ANEEL a autorização para a entrada em operação comercial da UHE Dardanelos e em dezembro, no segmento de transmissão, a Neoenergia arrematou a concessão da Subestação Extremoz. O objetivo dessa subestação é atender à crescente demanda de energia no setor norte da Região Metropolitana de Natal.

Em junho de 2012, a Neoenergia arrematou a concessão para construção, operação e a

manutenção da expansão da Subestação Brumado II, localizada no Estado da Bahia. Em agosto de 2012, a Neoenergia, por meio da SPE Geração Céu Azul S.A., assinou o contrato de concessão da UHE Baixo Iguaçu pelo prazo de 35 anos.

Em 2013, os parques eólicos Mel e Arizona 1 da Força Eólica do Brasil, entraram em operação comercial. Em março desse mesmo ano, os parques eólicos Caetité 2, Caetité 3, Calango 1, Calango 2, Calango 3, Calango 4 e Calango 5 tiveram suas obras concluídas e receberam o status de "Aptos a Operação Comercial", tendo suas obras finalizadas e reconhecidas pela ANEEL.

Em maio de 2013, no leilão de transmissão da ANEEL 001/2013, o Grupo Neoenergia adquiriu o lote G. O Projeto (Potiguar Sul) consiste na construção e instalação da Linha de Transmissão de 500 Kv para conexão nas subestações Campina Grande III, na Paraíba e Ceará-Mirim II, no Rio Grande do Norte, totalizando 196 km de linha.

Em 2014, a Força Eólica do Brasil, controlada pela Neoenergia e pela Iberdrola Renováveis, sagrou-se vencedora em mais dois leilões de energia para a construção de seis novos parques eólicos, sendo três no Rio Grande do Norte e três na Paraíba. Com esses novos projetos, a Neoenergia terá 16 parques de geração eólica no Brasil.

Em outubro de 2014, os parques eólicos Caetité 1, Caetité 2 e Caetité 3 entraram em operação comercial, logo após a disponibilização da conexão. Em novembro de 2014 ocorreu o enchimento do reservatório da UHE de Teles Pires.

Em 27 de fevereiro de 2015 foi concluída a operação de compra, pela Neoenergia, da participação que a Iberdrola detinha da Coelba e

Cosern de 8,5% e 7,01% respectivamente.

Em 2016, 8 parques eólicos da Força Eólica do Brasil entraram em operação comercial, sendo Calangos 1 a 5 – parques que encontravam-se na condição de aptos a operar desde setembro de 2013 e tiveram seu início de operação postergados até janeiro de 2016 devido à ausência do sistema de transmissão correspondente – vencedores do 2º Leilão de Fontes Alternativas de 2010 e Calango 6, Santana 1 e Santana 2 vencedores do Leilão A-3/2014. A Linha de Transmissão 500 kV Campina Grande III – Ceará Mirim II (Potiguar Sul), vencedora do Leilão de Transmissão nº 1/2013, também iniciou a operação comercial neste ano. Adicionalmente, três unidades geradoras da UHE Teles Pires passaram à condição de operação comercial, conforme Despacho nº 2.103/2016-ANEEL. Atualmente, todas as cinco unidades geradoras da referida usina encontram-se em operação comercial.

Ainda em 2016, entraram em operação comercial sete unidades geradoras da UHE Belo Monte, sendo três, com potência unitária de 611,10 MW, na Casa de Força Principal (Despachos nº 965, 1.888 e 2.880/2016-ANEEL) e quatro, com potência unitária de 38,85 MW, no Sítio Pimentel (Despachos nº 1.031, 1.527, 2.109 e 2.909/2016-ANEEL). Mais duas unidades, uma em cada casa de máquina, encontram-se em fase de testes (Despachos nº 3.218 e 3.339/2016-ANEEL).

Ao longo de 2017, a UHE Belo Monte finalizou a motorização do Sítio Pimentel com a entrada em operação comercial as unidades geradoras 5 e 6. No Sítio Belo Monte, mais três unidades geradoras entraram em operação comercial (4, 5 e 6), totalizando 6 unidades geradoras em operação comercial no Sítio.

Em 17 de março de 2017, a Neoenergia concluiu a alienação de sua participação em cinco de suas sociedades: (i) Afluente Geração de Energia Elétrica S.A.; (ii) Bahia PCH I S.A.; (iii) Goiás Sul S.A.; (iv) Rio PHC S.A.; e (v) EnergyWorks do Brasil Ltda.

Em abril de 2017, a ANEEL homologou o resultado da Revisão Tarifária Periódica da CELPE de 10,47%; as novas tarifas entraram em vigor dia 29 de abril e têm vigência até dia 28 de abril de 2018.

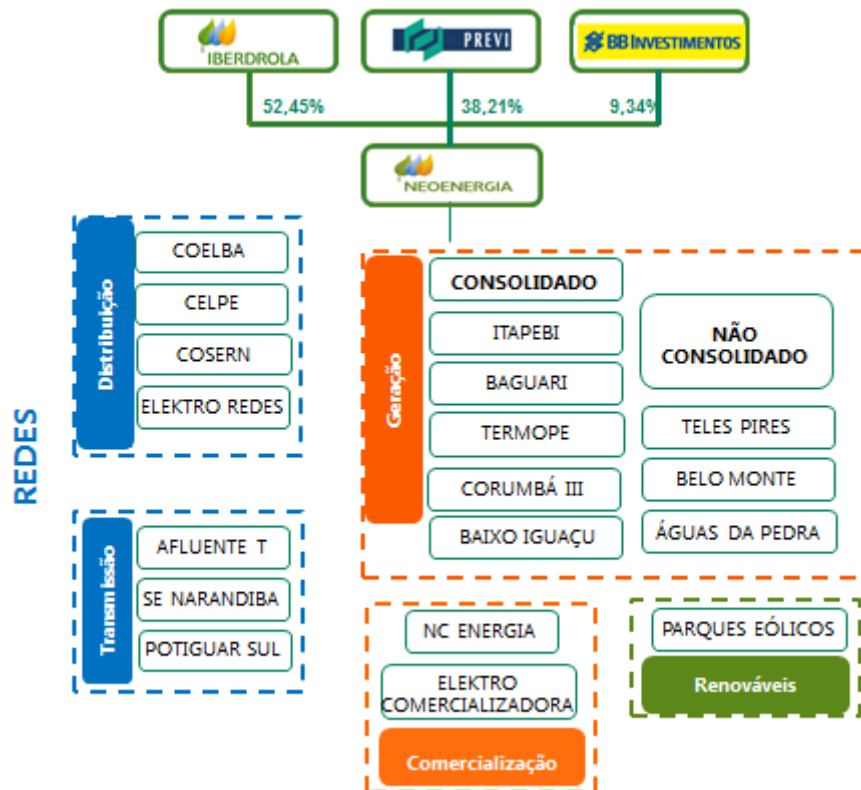
Em 24 de agosto de 2017, foi finalizado o processo de incorporação da Elektro Holding S.A, consolidando a Neoenergia como uma empresa de energia elétrica integrada de referência na América Latina, resultado da combinação da ampla e diversificada plataforma de geração e distribuição, agora com presença em distribuição no Estado de São Paulo, o mais desenvolvido do Brasil, e no Mato Grosso do Sul.

Em 15 de dezembro de 2017, no Leilão para Concessão de Serviço Público de Transmissão de Energia Elétrica nº 02/2017, a Neoenergia arrematou os lotes 4 e 6, que compreendem 4 linhas de transmissão (1.074 km) e 1 subestação. No Leilão de Geração nº 05/2017 denominado “A-6” de 2017 - realizado em 20 de Dezembro de 2017 - comercializou a energia de 9 Parques Eólicos totalizando 281,4 MW contratados.

Em 27 de dezembro de 2017, a Companhia realizou um aumento de capital social no valor de R\$ 2,6 milhões; a deliberação não modificou em nada os percentuais de participação detidos pelos acionistas no capital social da Companhia.

## **1.2. Composição Acionária**

Em 31 de dezembro de 2017, a estrutura societária da Neoenergia era a seguinte:



## 2. AMBIENTE ECONÔMICO

Em 2017, a economia brasileira apresentou uma leve recuperação, quando comparada aos dois últimos anos. O Produto Interno Bruto – PIB, estimado na divulgação do Monitor do PIB elaborado pelo Instituto Brasileiro de Economia da Fundação Getúlio Vargas – Ibre-FGV, encerrou o ano com crescimento de 1,1% da economia (pouco acima dos 1,01% previsto pelo boletim Focus do Banco Central do Brasil – BC), baseado nos indicadores de atividade econômica disponíveis referentes a dezembro.

O Governo Central, considerando os números preliminares dos últimos dias de 2017, espera um resultado primário em média R\$30 bilhões melhor do que a meta estimada de R\$159 bilhões para o fim do ano. Essa melhoria da arrecadação da União teve ajuda da

massa salarial, cujo ganho real se elevou frente à queda da inflação. Além disso, de acordo com a Secretaria do Tesouro Nacional, o governo conta com sobra de recursos para o cumprimento da "regra de ouro" (norma constitucional que visa impedir o endividamento público para pagamento de despesas correntes) das contas públicas em 2017, comprovando mais uma vez a recuperação de receita, e indicando importante redução do déficit primário do Governo Central (Tesouro, BC e Previdência Social), que deve ser menor que R\$130 bilhões. Isto sinaliza um possível caminho ao reequilíbrio de suas contas e uma retomada da economia.

Segundo dados apurados pelo BC, o Índice de Commodities Brasil – IC-Br, construído a partir dos preços em reais (R\$) das commodities agrícolas, metálicas e energéticas, fechou 2017 com queda de 0,39%. Isto quer dizer

que as matérias-primas que influenciam a inflação encerraram o ano em desvalorização.

Nessa mesma linha, em 2017, o Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo – IPCA alcançou o valor de 2,95% (menor que os 6,29% de 2016), e o Índice Geral de Preços-Mercado – IGP-M apresentou queda de 0,52% em 2017 (frente à alta de 7,17% de 2016). O primeiro, divulgado pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística – IBGE, foi impactado principalmente pelo comportamento atípico dos preços dos alimentos, responsável por 24,71% do índice, que registraram queda recorde no ano de 2,40%. O segundo, elaborado pela FGV, sofreu com a queda de 2,55% do Índice de Preços ao Produtor Amplo – IPA, que tem peso de 60% sobre o IGP-M, regido pela queda de 12,99% dos produtos agropecuários.

Na área de energia, a realização de leilões impulsionou um aumento expressivo de desembolsos do Banco Nacional do Desenvolvimento – BNDES no segmento de infraestrutura em 2017. O banco liberou R\$19,83 bilhões para infraestrutura (crescimento de 13%), sendo R\$19,45 bilhões para contratação de projetos ou novos financiamentos (aumento de 26%). Especificamente para energia, liberou R\$ 15,46 bilhões (crescimento de 52%) para contratações, e registrou um aumento de 69% dos desembolsos, alcançando R\$13,43 bilhões. O custo básico desses financiamentos concedidos pelo banco, a chamada Taxa de Juros de Longo Prazo – TJLP, começou o ano a 7,5% (de janeiro a março), permanecendo a maior parte do período a 7%.

Ainda falando de taxas, o desempenho de investimentos atrelados à Selic (taxa básica de juros da economia brasileira) no ano passado foi prejudicado pelo movimento de baixa da taxa que caiu de 13,65% no fim de 2016 para 6,90% no encerramento de 2017. O mesmo viés tomaram os investimentos vinculados à taxa DI (taxa de Depósito

Interbancário), que, seguindo a Selic, caiu de 13,63% no fim de 2016 para 6,89% no encerramento de 2017. A taxa DI é a taxa de negociação dos CDI's (Certificados de Depósito Interbancário), calculada com base nas operações de empréstimos diárias realizadas no mercado entre bancos para não encerrar o caixa diário no negativo. Apesar de ter um impacto negativo na rentabilidade dos investimentos atrelados ao indicador, a queda do DI é benéfica para as dívidas também referenciadas a essa taxa. Considerando números consolidados do Grupo Neoenergia, incluindo Instrumentos Financeiros Derivativos, em 31/12/2017, 70,6% da nossa dívida estava indexada ao CDI.

### **3. AMBIENTE REGULATÓRIO**

#### **3.1. Distribuição**

##### **3.1.1. Sobrecontratação de Energia**

Em 2016, a situação de sobrecontratação agravou-se em função da crise econômica. A partir de tratativas da Associação Brasileira de Distribuidoras de Energia Elétrica - ABRADDEE junto ao Ministério de Minas e Energia (MME) e ANEEL, várias ações foram empreendidas ao longo de 2016 com o intuito de mitigar a sobrecontratação das distribuidoras.

Desta forma, com o intuito de mitigar a posição de sobrecontratação para os anos de 2016 e 2017, as Distribuidoras do Grupo Neoenergia fizeram uso desses mecanismos para gerir seus respectivos portfólios.

Sendo assim, as distribuidoras COELBA, CELPE e COSERN encerraram o ano de 2017 com uma sobrecontratação de 6,58%, 3,30% e 3,32% que representam, respectivamente 150,40 MW médios, 52,08 MW médios e 20,54 MW médios de sobra contratual. Esses excedentes são liquidados no âmbito da CCEE ao valor

de PLD do respectivo período. 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. Para a COELBA houve ganho financeiro devido à sobrecontratação de 2017 pois a relação entre o PLD e o preço médio foi favorável para a distribuidora.

Com relação à Elektro, destaca-se que eventos alheios à gestão da distribuidora, tais como redução da energia proveniente de usinas cotistas, em consequência do Decreto 9.143/2017, por serem extraordinários e imprevisíveis, deverão seguir a mesma tratativa dada pela Resolução Normativa nº 706/16 pela ANEEL para garantia de repasse integral dos custos de compra de energia.

### **3.1.2. Tarifas da Distribuição**

#### **3.1.2.1. Reajuste Tarifário Anual – IRT 2017**

##### **COELBA**

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

Considerando como referência os valores praticados atualmente, o efeito tarifário médio a ser percebido pelos consumidores da concessionária é de 3,00%. As novas tarifas entraram em vigor a partir do dia 22 de abril de 2017 com vigência até 21 de abril de 2018.

##### **COSERN**

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

Considerando como referência os valores praticados atualmente, o efeito tarifário médio a ser percebido pelos consumidores da concessionária é de 3,38%. As novas tarifas entraram em vigor a partir do dia 22 de abril de 2017 com vigência até 21 de abril de 2018.

##### **ELEKTRO**

A ANEEL, através da Resolução Homologatória nº 2.290 de 22 de agosto de 2017, publicada no Diário Oficial da União do dia 25 de agosto de 2017, homologou o resultado do Reajuste Tarifário Anual da Companhia, em 5,71%, dos quais 4,82% correspondem ao reajuste tarifário econômico e 0,89% aos componentes financeiros pertinentes.

Considerando como referência os valores praticados atualmente, o efeito tarifário médio a ser percebido pelos consumidores da concessionária é de 10,40%. As novas tarifas entraram em vigor a partir do dia 27 de agosto de 2017 com vigência até 26 de agosto de 2018.

#### **3.1.2.2. Revisão Tarifária Periódica – RTP 2017**

##### **CELPE**

A ANEEL, através da Resolução Homologatória nº 2.226 de 26 de abril de 2017, publicada no Diário Oficial da União do dia 25 de abril de 2017, homologou o resultado da Revisão Tarifária Periódica (RTP) da Companhia, de 10,47%, dos quais 8,36% correspondem ao reajuste tarifário

econômico e 2,11% aos componentes financeiros pertinentes.

Considerando como referência os valores praticados atualmente, o efeito tarifário médio a ser percebido pelos consumidores da concessionária é de 7,62%. As novas tarifas entraram em vigor a partir do dia 29 de abril de 2017 com vigência até 28 de abril de 2018.

### **3.1.3. Conta de Desenvolvimento Energético – CDE**

As despesas com os encargos da CDE são compostas por vários itens que representam os custos por ele cobertos. Em 2015, a Associação Brasileira de Grandes Consumidores Industriais de Energia e de Consumidores Livres – ABRACE, obteve antecipação de tutela, suspendendo o pagamento de alguns desses itens por entender ser uma cobrança indevida da quota CDE-2015. A parcela questionada e que deveria ser excluída da cobrança da CDE refere-se às despesas relativas ao pagamento de indenizações das concessões renovadas, subsídios tarifários, exposição das distribuidoras, dispêndios com a compra de combustível para as térmicas dos sistemas isolados e com a implantação do gasoduto Urucu-Coari-Manaus e subsídios ao carvão mineral nacional. Na ocasião, de acordo com a liminar, a ANEEL deveria efetuar rateio do valor remanescente pelo critério de novo cálculo da tarifa TUSD ou TUST. Quando a nova tarifa foi implementada para os consumidores cobertos pela liminar, naturalmente houve redução da arrecadação do encargo CDE, sendo esta perda compensada no reajuste/revisão tarifária seguinte.

Em 2016, novas liminares foram concedidas pela Justiça Federal ampliando o número de grandes consumidores de energia, que tiveram o pagamento de parte dos custos da CDE suspensos. A decisão impediu a inclusão desses consumidores no rateio das quotas de CDE, similar ao que

ocorreu em 2015 para as empresas afiliadas à ABRACE. Sendo assim a concessão da antecipação de tutela passou a beneficiar também as empresas da Associação Nacional dos Consumidores de Energia – ANACE; Associação Técnica Brasileira das Indústrias Automáticas de Vidro – ABIVIDRO; Associação Brasileira da Indústria de Álcalis, Cloro e Derivados – ABICLOR; e Associação Brasileira da Indústria Química – ABIQUIM.

Em 2017, a ANEEL, por meio da Resolução Homologatória nº 2.202/2017, estabeleceu o encargo anual da CDE. Posteriormente, essa resolução foi revogada e publicada a Resolução Homologatória nº 2.204/2017 em virtude de algumas parcelas do encargo continuarem com questionamento no âmbito judicial pelas associações, embora as parcelas questionadas tenham sofrido grande redução de custos. Ao longo do ano mais um órgão que representa uma classe de consumidores conseguiu liminar para isentar seus associados do pagamento de parte da quota CDE, desta vez foi o Sindicato Nacional da Indústria do Cimento – SNIC.

A Advocacia Geral da União - AGU entrou com pedido no Superior Tribunal de Justiça para suspensão de liminar que autorizou os membros da ABRACE a não repassar parte dos pagamentos devidos à CDE, argumentando que a decisão afronta a isonomia tarifária, uma vez que obriga aos demais consumidores a recompor os recursos necessários para o financiamento da CDE – por meio do aumento de tarifas – ou a União a cobrir a diferença com recursos do Tesouro Nacional. Além disso, a AGU informou que o risco de novas decisões judiciais pode inviabilizar a subsistência da CDE e, por consequência, prejudicar as políticas públicas suportadas pelo encargo.

O ano de 2017, se encerrou sem uma solução definitiva para o problema, principalmente considerando o

encargo CDE 2015 e 2016 que até então não foi cobrado para os afiliados das associações supracitadas, anos em que os valores questionados eram bem mais elevados.

### **3.1.4. Bandeiras Tarifárias**

#### **3.1.4.1. Valores das Bandeiras Tarifárias**

A partir de janeiro de 2015, conforme estabelecido na Resolução Normativa ANEEL nº 547/2013, as contas de energia passaram a ser faturadas de acordo com o Sistema de Bandeiras Tarifárias.

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

O sistema possui três classificações de bandeiras que indicam se a energia custará mais ou menos, em função das condições de geração de eletricidade. Em 27 de fevereiro de 2015 os valores das Bandeiras Tarifárias foram definidos conforme Resolução Homologatória ANEEL nº 1.859/2015.

No ano de 2016, tais valores e faixas foram ajustados por meio da Resolução Homologatória nº 2.016, de 26 de janeiro de 2016, decorrente da Audiência Pública nº 081/2015: Em fevereiro de 2017, os valores foram ajustados por meio da Resolução Homologatória nº 2.203, de 14 de fevereiro de 2017. A partir de novembro de 2017, o valor de cada bandeira passou a ser definido conforme Decisão proferida pela Diretoria Colegiada na instauração da Audiência Pública nº 61/2017, que aplicou, em caráter extraordinário, as regras propostas na referida AP, conforme segue abaixo:

- **Bandeira verde:** A tarifa não sofre nenhum acréscimo.
- **Bandeira amarela:** A tarifa sofre acréscimo de R\$ 0,010 para cada quilowatt-hora (kWh) consumido. Ou seja, R\$ 1,00 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\$ 0,050 para cada quilowatt-hora (kWh) consumido. Ou seja, R\$ 5,00 para cada 100 KWh consumidos, sem contar com os impostos.

Abaixo as bandeiras acionadas no período de janeiro de 2016 à dezembro de 2017:

<b>Mês</b>	<b>2017</b>	<b>2016</b>
Janeiro	Verde	Vermelha
Fevereiro	Verde	Vermelha
Março	Amarela	Amarela
Abril	Vermelha Patamar 1	Verde
Mai	Vermelha Patamar 1	Verde
Junho	Verde	Verde
Julho	Amarela	Verde
Agosto	Vermelha Patamar 1	Verde
Setembro	Amarela	Verde
Outubro	Vermelha Patamar 2	Verde
Novembro	Vermelha Patamar 2	Amarela
Dezembro	Vermelha Patamar 1	Verde

#### **3.1.4.2. Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias – CCRBT**

O Decreto nº 8.401, de 4 de fevereiro de 2015 determinou que os recursos provenientes da aplicação das bandeiras tarifárias fossem revertidos à CCRBT, administrada pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE. Os agentes de distribuição passaram a assumir posição credora ou devedora junto à referida conta

centralizadora a depender da diferença entre os valores realizados incorridos e a cobertura tarifária vigente. Mensalmente são apurados: o valor adicional faturado das bandeiras tarifárias, o valor da exposição incorrida pelas distribuidoras nos itens previstos no Decreto nº 8.401/2015 e, além disso, é fixado o valor líquido a ser repassado pela distribuidora à CONTA-CRBT ou a ser recebido pela mesma.

Ao longo de 2017 as distribuidoras passaram a receber antecipadamente Valores a Receber de Parcela A e Outros Itens Financeiros via aplicação das Bandeiras Tarifárias

### 3.2. Geração

O setor elétrico brasileiro tem enfrentado regimes hidrológicos desfavoráveis desde o ano de 2013, acarretando na baixa acentuada do nível dos reservatórios das usinas hidrelétricas, que atingiram em 2014 um dos níveis de armazenamento mais baixos já observado na última década. Tal situação levou o Operador Nacional do Sistema a priorizar o despacho das usinas térmicas, buscando com isso poupar ao máximo a geração hidráulica e os níveis dos seus reservatórios.

Como consequência, houve uma elevação no valor do Preço de Liquidação de Diferenças (PLD), referência para a negociação de energia no Mercado de Curto Prazo. O PLD impacta diretamente os agentes com posições contratuais negativas ou positivas no mercado de curto prazo, sejam eles geradores ou distribuidoras.

Esse cenário acarretou em exposições financeiras nas empresas geradoras por conta da insuficiência de recursos energéticos alocados pelo Mecanismo

de Realocação de Energia (MRE) para honrar seus contratos de venda de energia. O MRE é um mecanismo que busca repartir a produção de energia entre as usinas hidrelétricas proporcionalmente à garantia física de cada empreendimento, independentemente do seu regime de produção individual. Quando o conjunto de usinas do MRE não produz energia suficiente para atender às suas garantias físicas, verifica-se uma situação de déficit - usualmente conhecida pelo acrônimo *Generation Scaling Factor (GSF)* - que resulta em exposições financeiras negativas para esses geradores.

Essa situação motivou a busca de soluções que mitigassem o impacto financeiro negativo observado pelos geradores hidrelétricos, sob o risco de inviabilizar a continuidade dos negócios de determinados agentes. Nesse sentido, em 18 de agosto de 2015, foi publicada a Medida Provisória nº 688, posteriormente convertida na Lei nº 13.203, publicada em 08 de dezembro do mesmo ano, que dispõe sobre as condições para a repactuação do risco hidrológico de geração de energia elétrica. A principal condição para repactuação do risco hidrológico foi o pagamento de um prêmio de risco pelos agentes de geração, a ser estabelecido pela ANEEL, a fim de que esse risco fosse transferido aos consumidores de energia por meio da Conta Centralizadora de Recursos de Bandeiras Tarifárias.

Neste sentido, em 11 de dezembro de 2015, a ANEEL publicou a Resolução Normativa nº 684, que estabeleceu os critérios para anuência e demais condições para repactuação do risco

hidrológico pelos agentes de geração, bem como o valor dos prêmios de risco a serem pagos pelos agentes, de forma proporcional ao nível de proteção ao risco hidrológico desejado.

Após solicitação da Neoenergia, em janeiro de 2016 a ANEEL anuiu a repactuação do risco hidrológico das usinas Baguari, Corumbá III, Dardanelos e Itapebi.

Considerando que a UHE Teles Pires completou a plena motorização de suas 5 unidades geradoras em 4 de agosto de 2016, foi então encaminhada correspondência a ANEEL solicitando a repactuação do risco hidrológico da usina, que teve parecer favorável das áreas técnicas consubstanciado pela Nota Técnica nº 271/2016–SRM–SRG/ANEEL. Tal processo foi encaminhado a Diretoria Colegiada da Agência, excepcionalmente responsável pela aprovação deste pleito específico, dado o Termo de Compromisso firmado entre a CHTP e a ANEEL, quando da pactuação dos termos comerciais vigentes durante o atraso da transmissão da Rede Básica necessária ao pleno escoamento da energia produzida pela usina. Apenas em 14.02.2017 a ANEEL emitiu o Termo de Repactuação de Teles Pires através do Despacho nº 456/2017.

Em setembro de 2017, as usinas Belo Monte e Baixo Iguaçu solicitaram a Repactuação do Risco Hidrológico para início de vigência em 2018. Em dezembro de 2017, a ANEEL emitiu os Despachos nº 4.095/2017 e nº 4.099/2017, anuindo o pedido de repactuação para ambas as usinas, respectivamente.

No ano de 2017, a hidrologia permaneceu ruim e foram observados níveis de GSF baixos com valores de PLD elevados no segundo semestre do ano, atingindo valores próximos ao máximo em diversos meses. O PLD máximo no ano de 2017 foi de R\$ 533,82/MWh. Entretanto, todas as usinas hidráulicas em operação comercial do Grupo, com exceção de Belo Monte, já detinham algum tipo de acordo de repactuação do risco hidrológico. Neste ano, a NC Energia também firmou um contrato de venda com Itapebi, onde assumiu o risco hidrológico da usina.

Com relação a operação do Sistema Interligado Nacional, deve-se ressaltar que foi observado aumento significativo da geração de energia oriunda das usinas eólicas, responsável pelo atendimento de aproximadamente 7% da demanda por energia no Brasil. Sobre a capacidade instalada, foi atingido o valor de 12 GW no ano de 2017, o que representa um crescimento de 25% quando comparado ao final de 2016. Com o montante atual, a energia eólica já representa 8% da matriz de capacidade instalada, o que mostra a gradativa inserção dessa fonte em nossa matriz.

Segundo dados do Operador Nacional do Sistema – ONS, no dia 14 de setembro de 2017, a geração de energia eólica verificada no Subsistema Nordeste foi responsável por mais um recorde, atingindo 6.346 MW médios. A quantidade de energia gerada pelos ventos foi de 1.121 MW médios superior na comparação ao recorde de 2016, quando o total gerado foi de 5.225 MW médios, no dia 5 de novembro. A região Sul do país também atingiu

números relevantes e em setembro atingiu 1.540 MW médios.

Com relação às principais legislações setoriais de 2017, em 18 de abril foi publicada a Resolução Normativa nº 764, que estabeleceu as condições de pagamento aos agentes do MRE do custo do deslocamento da geração hidrelétrica decorrente da geração termelétrica fora da ordem de mérito de custo motivada por razões energéticas, elétricas e importação de energia sem garantia física. Embora esta Resolução tenha sido publicada em abril de 2017, durante este ano nenhum pagamento foi efetuado aos geradores hidrelétricos. Porém, em 19 de dezembro foi publicado o Despacho nº 4.311, determinando que a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE procedesse a recontabilização do período de abril a dezembro de 2017 em função do deslocamento hidráulico decorrente da geração térmica por razões energéticas. Com relação ao deslocamento motivado por razões elétricas e importação sem garantia física, em 23 de dezembro de 2017 foi aberta pela ANEEL a Audiência Pública nº 83, cujo prazo de contribuições se encerra em 05 de fevereiro de 2018.

Em 03 de outubro de 2017 foi publicada a Resolução Normativa nº 784, atualizando os valores dos prêmios para repactuações do risco hidrológico cuja vigência se iniciará a partir de 2018. Logo, Baixo Iguaçu e Belo Monte estarão sujeitas ao pagamento dos novos valores de prêmio.

Para o segmento de transmissão, importa destacar a entrada em vigor da Resolução Normativa nº 729 de 28 de junho de 2016. Tal Resolução

representa grande impacto nas empresas de transmissão, dado que estabelece as disposições relativas à qualidade do serviço público de transmissão de energia elétrica, associada à disponibilidade e à capacidade operativa das instalações sob responsabilidade de concessionária de transmissão integrantes da Rede Básica. Esta Resolução revoga e substitui a Resolução Normativa n.º 270/2007 e introduz modificações nos critérios e procedimentos para cálculo da Parcela Variável por Indisponibilidade (PVI), Atraso (PVA) e Restrição Operativa (PVRO). Excepcionalmente durante o segundo semestre deste ano, por conta de dificuldades operacionais que o ONS vem enfrentando na adequação dos sistemas computacionais de modo a realizar a apuração dos valores de PVI a serem pagos pelas transmissoras, a ANEEL determinou que a contabilização do período de julho a dezembro de 2016 fosse realizada somente a partir de janeiro de 2017.

Ainda em relação à Resolução Normativa nº 729/2016, em julho de 2017, a ANEEL abriu Audiência Pública nº 38, com o objetivo de aprimorar o regulamento. Como resultado, foi publicada a Resolução Normativa nº 782 de 19 de setembro de 2017 que alterou alguns critérios e metodologias de cálculo de PV (Parcela Variável). Dentre as alterações mais relevantes, podemos citar a extinção do “adicional de RAP”, cujo objetivo era remunerar instalações que ao final de 12 meses apresentassem indicadores de disponibilidade dentro das referências estabelecidas pela ANEEL na REN 729 e os “Padrões de Duração de Desligamento”, que permitiam às

instalações da Afluente T períodos pré-estabelecidos para que realizassem “desligamentos programados” e “outros desligamentos”. Ressalta-se que estes eram benefícios que vinham sendo aplicáveis apenas para 3 transmissoras no Brasil, dentre as quais Afluente T, sendo este um dos motivos que levaram à ANEEL equiparar essas transmissoras às demais.

Trimestralmente a ANEEL emite um Relatório de Acompanhamento que tem como objetivo consolidar informações quanto ao andamento de alguns dos empreendimentos de transmissão pertencentes à Rede Básica. Esses empreendimentos são selecionados com base em uma matriz de criticidade, que considera o porte dos empreendimentos, o atraso previsto, a importância sistêmica, a necessidade de licenciamento ambiental e a geração associada. Com base no relatório emitido em dezembro de 2017, aliado às informações contidas no Sistema de Gestão de Transmissão – SIGET foi possível observar melhorias nos indicadores. De um total de 384 empreendimentos, o percentual de empreendimentos cuja implantação foi adiantada ou ocorreu dentro dos prazos informados aumentou para 14,32% e 34,11%, respectivamente, enquanto que os empreendimentos atrasados reduziram para 44,53% do total, o que corresponde a 171 empreendimentos.

Dando sequência aos destaques de 2017, durante esse ano foram abertas pelo Ministério de Minas e Energia duas importantes consultas públicas. A primeira delas, aberta em julho de 2017, foi a Consulta Pública nº 33, sobre o aprimoramento do marco legal do

setor elétrico. Os principais pontos abordados nesta consulta foram:

- ✓ Redução gradual dos limites para migração dos consumidores cativos para o mercado livre.
- ✓ Redução da obrigação de contratação por parte dos agentes de consumo.
- ✓ Maior acoplamento entre a operação do sistema e a formação de preços no mercado de curto prazo, incluindo preços horários e possíveis alterações no Mecanismo de Realocação de Energia - MRE.
- ✓ Separação entre lastro e energia.
- ✓ Desjudicialização do risco hidrológico.

A desjudicialização do risco hidrológico foi o ponto abordado de maior impacto no curto prazo. Até o fim do ano foi aguardada a publicação de alguma medida provisória com o objetivo de destravar o mercado de curto prazo, mas nada ocorreu. Na última liquidação financeira realizada pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE em 2017, referente às operações do mês de outubro, R\$ 5,6 bilhões não foram liquidados referentes à parcela do GSF que não foi repactuada.

Em novembro de 2017 o Ministério de Minas e Energia abriu a Consulta Pública nº 42, referente à implantação do preço horário no mercado de curto prazo. Essa consulta foi aberta em função da intenção do governo de implantar os preços horários já a partir de 2019. A consulta, de cunho essencialmente conceitual, discute as alterações necessárias em contratos,

regras e procedimentos em virtude do preço horário.

## 4. REDES

### 4.1. Nossas DISTRIBUIDORAS

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

#### COELBA

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

#### CELPE

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

#### COSERN

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

#### ELEKTRO

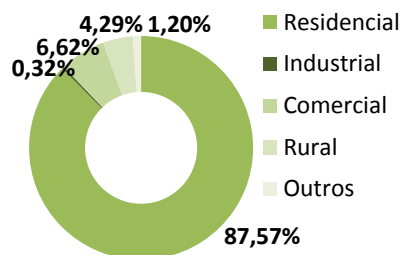
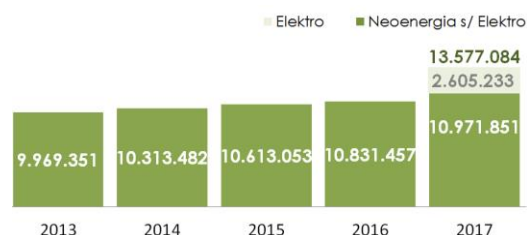
A ELEKTRO possui sua sede no município de Campinas, em São Paulo e é uma concessionária de serviço público de distribuição de energia elétrica que atende a 228 cidades, sendo 223 em São Paulo e 5 no Mato Grosso do Sul.

### 4.1.1. Desempenho Operacional

#### 4.1.1.1. Número de Consumidores Ativos

Em 2017, a Neoenergia, por meio das quatro distribuidoras do Grupo, alcançou o patamar de 13,6 milhões de consumidores ativos, registrando um crescimento de 25,35% considerando a incorporação da Elektro em 24/08/2017, o que representa 2.745.627 novos clientes. Mesmo sem considerar a referida incorporação tivemos um crescimento de 1,3%, no número de clientes da Companhia, o que representa um crescimento orgânico de 140.394 novos clientes, em relação ao ano anterior.

O gráfico a seguir reflete o histórico da quantidade consolidada dos consumidores ativos.



Em 2017, a Neoenergia totalizou 44.575 GWh de Energia Distribuída representando um aumento de 15,68% em relação a 2016 considerando a incorporação da Elektro. Desconsiderando a incorporação, o montante de Energia Distribuída alcançando foi de 38.592GW em 2017, representando assim um incremento de 0,15% em relação aos 38.535GW de 2016. A tabela abaixo evidencia a

quantidade consolidada dos consumidores ativos.

Descrição	Número de Consumidores					
	2016	2017	Variação Vertical % 2016	Variação Vertical % 2017	Variação Horizontal % 2016 / 2017	
Residencial	9.534.247	11.888.879	88,02%	87,57%	2.354.632	24,70%
Industrial	21.948	43.484	0,20%	0,32%	21.536	98,12%
Comercial	699.838	899.013	6,46%	6,62%	199.175	28,46%
Rural	441.927	582.964	4,08%	4,29%	141.037	31,91%
Poder Público	83.748	101.997	0,77%	0,75%	18.249	21,79%
Iluminação Pública	30.526	37.071	0,28%	0,27%	6.545	21,44%
Serviço Público	18.292	22.518	0,17%	0,17%	4.226	23,10%
<b>Subtotal</b>	<b>10.830.526</b>	<b>13.575.926</b>	<b>99,99%</b>	<b>99,99%</b>	<b>2.745.400</b>	<b>25,35%</b>
Consumo Próprio	905	1.135	0,01%	0,01%	230	25,41%
Suprimento	26	23	0,00%	0,00%	-3	(11,54%)
<b>Total</b>	<b>10.831.457</b>	<b>13.577.084</b>	<b>100,00%</b>	<b>100,00%</b>	<b>2.745.627</b>	<b>25,35%</b>

#### 4.1.1.2. Número de Consumidores Baixa Renda

Considerando os critérios estabelecidos na Resolução ANEEL nº 414/2010, que define o conceito de consumidores de baixa renda, estes correspondem a 19,80% do total de consumidores ativos residenciais da Neoenergia enquanto que os consumidores residenciais normais representam 80,20%.

A Lei nº 12.212, de 20 de janeiro de 2010 institui as regras incidentes sobre a tarifa aplicável à classe Residencial Baixa Renda das distribuidoras de energia elétrica. Até dezembro de 2017, a Companhia possuía 2.324.148 clientes cadastrados com a tarifa subsidiada, o que representa, desconsiderando a incorporação da Elektro, um decréscimo de 2,51% no número de clientes baixa renda se comparados a 2016. Se consolidados os clientes baixa renda da Elektro, houve variação positiva de 2,85%, conforme evidenciado na tabela abaixo:

Descrição	2016	2017	2016 x 2017
	Convencional	7.274.454	9.564.731
Baixa Renda	2.259.793	2.324.148	2,85%
<b>Total</b>	<b>9.534.247</b>	<b>11.888.879</b>	<b>24,70%</b>

#### 4.1.1.3. Evolução do mercado

A energia distribuída para o mercado cativo pelas Distribuidoras da Neoenergia em 2017 registrou alta de 6,40% na comparação com 2016 ao considerar a incorporação da Elektro. Desconsiderando o efeito da incorporação, a energia distribuída para o mercado Cativo apresentou uma retração de 5,07%.

Nas quatro distribuidoras a classe residencial possui maior participação e manteve-se praticamente estável em termos de consumo, desconsiderando o efeito da incorporação, em relação ao ano de 2016.

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

Classe	2016		2017		Variação 2016 / 2017		Participação 2017	
	Receita (R\$ mm)	Volume (GWh)	Receita (R\$ mm)	Volume (GWh)	Receita	Volume	Receita	Volume
Residencial	7.721	13.808	9.356	15.374	21,18%	11,34%	48,20%	43,29%
Industrial	1.902	4.424	1.908	3.758	0,31%	-15,05%	9,83%	10,58%
Comercial	4.128	7.015	4.769	7.455	15,54%	6,26%	24,57%	20,99%
Rural	886	3.031	1.138	3.507	28,38%	15,72%	5,86%	9,88%
Poder Público	855	1.642	981	1.739	14,82%	5,93%	5,06%	4,90%
Iluminação Pública	477	1.661	626	1.943	31,37%	16,97%	3,23%	5,47%
Serviço Público	560	1.760	630	1.700	12,54%	-3,40%	3,25%	4,79%
<b>Subtotal</b>	<b>16.528</b>	<b>33.341</b>	<b>19.409</b>	<b>35.476</b>	<b>17,43%</b>	<b>6,40%</b>	<b>100,00%</b>	<b>99,89%</b>
Consumo Próprio	0	37	0	39	-	4,68%	0,00%	0,11%
<b>Total</b>	<b>16.528</b>	<b>33.378</b>	<b>19.409</b>	<b>35.515</b>	<b>17,43%</b>	<b>6,40%</b>	<b>100,00%</b>	<b>100,00%</b>

O Mercado Livre registrou um crescimento de 75,69% em 2017 comparado ao ano anterior. Desconsiderado o efeito da incorporação da Elektro, esse crescimento foi de 33,92%. Esse movimento é resultado da migração de clientes cativos para o mercado livre, principalmente, da classe industrial. Os valores de energia distribuída por cliente Cativo e Livre são mostrados na tabela abaixo:

Energia Distribuída em GWh		2016	2017
<b>NEOENERGIA</b>	Mercado Cativo	33.378	35.515
	Mercado Livre	5.157	9.060
	<b>Subtotal</b>	<b>38.535</b>	<b>44.575</b>
<b>CELPE</b>	Mercado Cativo	11.278	10.772
	Mercado Livre	2.127	2.577
	<b>Subtotal</b>	<b>13.405</b>	<b>13.348</b>
<b>COELBA</b>	Mercado Cativo	17.351	16.264
	Mercado Livre	2.197	3.356
	<b>Subtotal</b>	<b>19.548</b>	<b>19.620</b>
<b>COSERN</b>	Mercado Cativo	4.749	4.650
	Mercado Livre	833	973
	<b>Subtotal</b>	<b>5.582</b>	<b>5.623</b>
<b>ELEKTRO*</b>	Mercado Cativo	-	3.829
	Mercado Livre	-	2.154
	<b>Subtotal</b>	<b>-</b>	<b>5.984</b>

\* Dados a partir de 24/08/2017, conforme incorporação da ELEKTRO à NEOENERGIA

#### 4.1.1.4. Situação Contratual

Todas as distribuidoras do grupo apresentaram redução da energia contratada em 2017,

comparativamente a 2016, sendo 3,6% para Coelba, 6,7% para Celpe, 3,8% para Cosern e 18% para Elektro. Esta queda foi decorrente do encerramento dos contratos que alcançaram o fim da vigência e do esforço da distribuidora para enquadrar a sua sobra contratual nos limites regulatórios por meio dos processamentos de redução e/ou cessão contratual, homologados pelo regulador. A energia foi adquirida a um custo médio total acumulado de R\$ 160,45/MWh na Coelba, R\$ 190,32/MWh na Celpe, R\$ 187,64/MWh na Cosern e R\$ 390,87/MWh na Elektro enquanto o PLD médio do Nordeste e Sudeste em 2017 foi de R\$ 335,33/MWh e R\$ 428,97/MWh respectivamente.

Em 2017, mediante ao crescimento de mercado abaixo do esperado, três de nossas quatro distribuidoras terminaram o ano com sobra contratual, sendo 6,58% na COELBA, 3,20% na Celpe e 3,21% na Cosern. Para Celpe e Cosern, os valores de sobras contratuais foram integralmente repassados para as tarifas, pois não superaram o limite de sobrecontratação de 5%. Para Coelba, a sobrecontratação acima desse limite representou um ganho financeiro para a Companhia, uma vez que o PLD do Nordeste ficou acima do PLD médio da Coelba.

Em contrapartida, a Elektro Redes, fez uso de todas as ferramentas disponíveis para o gerenciamento do seu nível de

sobrecontratação e logrou êxito em mitigar qualquer impacto em seu resultado em 2016. Para o ano de 2017, a Companhia manteve uso dos mecanismos existentes para manutenção de seu portfólio contratual e não incorreu nenhum impacto por conta da sobrecontratação. Destaca-se que eventos alheios à gestão da distribuidora, tais como redução da energia proveniente de usinas cotistas, em consequência do Decreto 9.143/2017, por serem extraordinários e imprevisíveis, deverão seguir a mesma tratativa dada pela Resolução Normativa nº 706/16 pela ANEEL para garantia de repasse integral dos custos de compra de energia.

#### **4.1.1.5. Balanço Energético (MWh)**

Em 2017 a energia injetada pelas distribuidoras do Grupo Neoenergia apresentou crescimento de 4,4% equivalente a 1.944.408 MWh em relação ao ano de 2016.

LEGENDA									
2017									
2016									
<b>LEILÃO ENERGIA EXISTENTE</b>	%	<b>Contratos</b>	%					<b>Residencial</b>	%
737097	31,84%	42297933	49,45%					14238993	50,77%
1578204	68,16%	43247229	50,55%					13808450	49,23%
<b>ITAPEBI</b>	%	<b>Uso Distribuidoras</b>	%					<b>Industrial</b>	%
495376	20,96%	223086	52,71%					3329398	42,94%
1868299	79,04%	200161	47,29%					4423617	57,06%
<b>QUOTAS (HIDRO + ANGRA)</b>	%	<b>CARGA Mercado Livre</b>	%	<b>Injetada</b>		<b>Injetada</b>		<b>Comercial</b>	%
13080473	47,93%	7522053	59,33%	47311050	↔	47311050		6883937	49,53%
14210609	52,07%	5156324	40,67%	45316643		45316643		7015223	50,47%
<b>TERMOPE</b>	%	<b>Perdas Rede Básica</b>	%					<b>Rural</b>	%
3985800	49,93%	1003974	52,89%					3238994	51,66%
3996720	50,07%	894383	47,11%					3030991	48,34%
<b>NC ENERGIA</b>	%	<b>Sobras</b>	%					<b>Outros</b>	%
0	-	1746950	42,03%					5086180	49,93%
0	-	2409857	57,97%					5100180	50,07%
<b>AFLUENTE</b>	%	<b>Geração Própria (FN)</b>	%						
148920	49,93%	18466	51,82%						
149328	50,07%	17168	48,18%						
<b>PROINFA</b>	%								
831110	50,71%								
807942	49,29%								
<b>MCS D</b>	%								
412040	57,19%								
308460	42,81%								
<b>LEILÃO ENERGIA NOVA</b>	%								
19611092	52,62%								
17656862	47,38%								
<b>TERMOAÇU</b>	%								
2207520	49,83%								
2222352	50,17%								
<b>LEILÃO FONTE ALTERNATIVA</b>	%								
426692	48,76%								
448454	51,24%								
<b>ITAIPU</b>	%								
316301	100,00%								
0	0,00%								
<b>GERAÇÃO DISTRIBUÍDA</b>	%								
27248	100,00%								
0	0,00%								

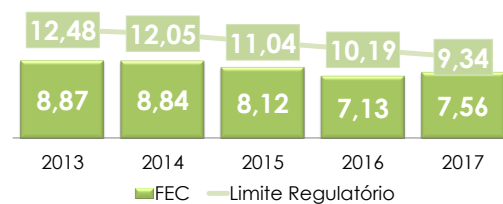
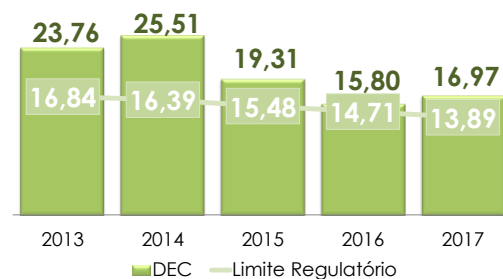
#### 4.1.1.6. DEC e FEC

A qualidade do fornecimento de energia é verificada principalmente pelos indicadores de qualidade DEC - Duração Equivalente de Interrupção por Consumidor e FEC - Frequência Equivalente de Interrupção por Consumidor, que aferem as falhas ocorridas na rede de distribuição de energia elétrica. O cálculo desses índices considera a média móvel dos últimos 12 meses.

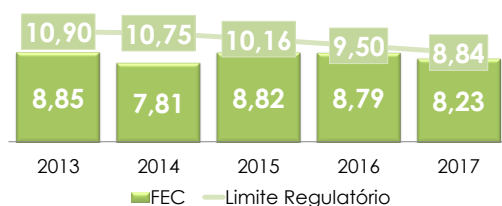
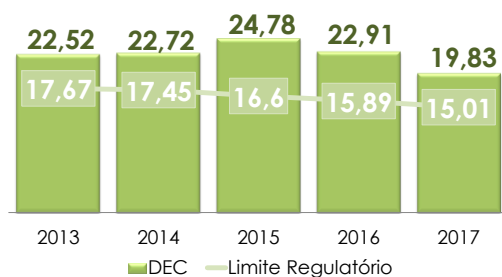
Sobre os indicadores de qualidade do fornecimento de energia, em 2017, a Coelba, Celpe, Cosern e Elektro registraram para o indicador DEC valores iguais a 19,83, 16,97, 12,47 e 7,43 horas respectivamente. Para o indicador FEC foram registrados os valores de 8,23, 7,56, 6,43 e 4,54 vezes para Coelba, Celpe, Cosern e Elektro respectivamente.

Em 2017, os indicadores DEC e FEC da Elektro, Coelba e Cosern apresentaram reduções comparadas a 2016. Já na Celpe ambos os indicadores sofreram alguma piora, dado os impactos que comentaremos mais a frente. A seguir apresentamos os gráficos históricos das quatro distribuidoras.

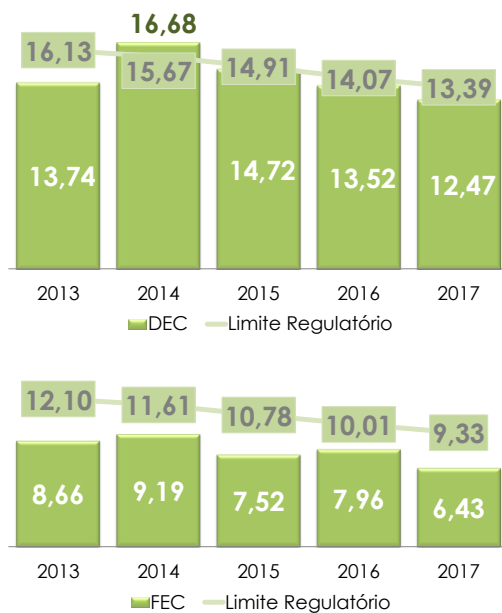
O DEC da Companhia apresentou desempenho acima do limite regulatório, porém representa a maior evolução dos últimos cinco anos. O FEC da empresa ficou, novamente, abaixo do limite regulatório. Tais resultados são reflexo das ações de melhoria na qualidade da Coelba, como realização de podas em 35.235km de redes MT (Média Tensão), instalação de 167 equipamentos automatizados na rede e construção de 10 subestações.



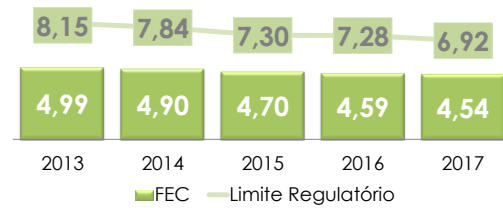
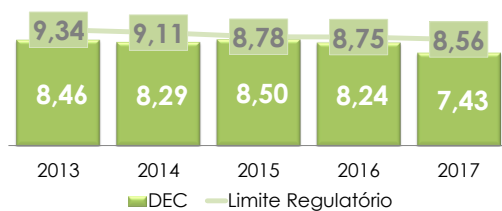
O DEC da Celpe de 2017 foi impactado por eventos de natureza climática, como volume atípico de chuvas que ocasionaram inundações, enxurradas, alagamentos e deslizamentos de terra, levando emissão de Decretos de Emergência em alguns municípios do Estado. O FEC da Companhia de 2017, desconsiderando as interrupções com origem na supridora, apresentou uma melhora de 0,10 vezes em comparação com 2016 (6,77 vezes e 6,87 vezes para 2017 e 2016, respectivamente). Esses resultados são fruto dos investimentos em qualidade da Companhia ao longo do ano de 2017, tais como: instalação de 117 equipamentos, substituição de 442 km de rede nua por rede multiplexada na



baixa tensão e substituição de 171 km da rede convencional por rede protegida na média tensão.



Os indicadores de qualidade DEC e FEC da Cosern atingiram patamares inferiores aos seus respectivos limites regulatórios. Esse resultado foi obtido devido à execução de 95% do plano de manutenção da transmissão (linhas e subestações) e 93% do plano de manutenção da distribuição. Algumas ações foram destaques para o ano de 2017, como instalação de 111 equipamentos telecomandados na rede de 13,8kV, substituição de 106 km de cabo nu por multiplexado na rede de BT e 13132 km de poda.

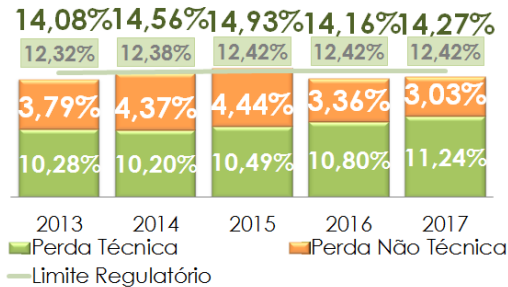


O indicador DEC da Elektro em 2017, também enquadrado nos limites regulatórios, foi o melhor resultado da história da Elektro, apesar das tempestades fora de época (em Abril, Maio e Junho de 2017) e o mês de Janeiro mais chuvoso dos últimos 74 anos da capital do Estado de São Paulo. O FEC da Elektro também representa o melhor resultado da história da Companhia e está relacionado à robustez da rede elétrica, influenciada pelo plano anual de manutenção preventiva e preditiva, pela utilização de novas tecnologias e componentes de rede, e pela política de investimentos em melhoria que garantem maior confiabilidade no fornecimento de energia elétrica.

#### 4.1.2. Perdas

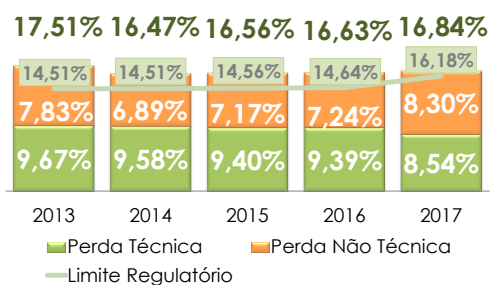
As perdas globais (ou totais) de energia correspondem às perdas técnicas, que é o montante de energia elétrica dissipada no processo de transporte de energia entre o suprimento e o ponto de entrega, e as perdas não técnicas, que correspondem à diferença entre as perdas globais e as perdas técnicas. Nesta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

Em 2017 foram realizadas ações de otimização das perdas globais das distribuidoras, que evoluíram em cada uma das empresas conforme podemos verificar nos gráficos a seguir.


**COELBA**


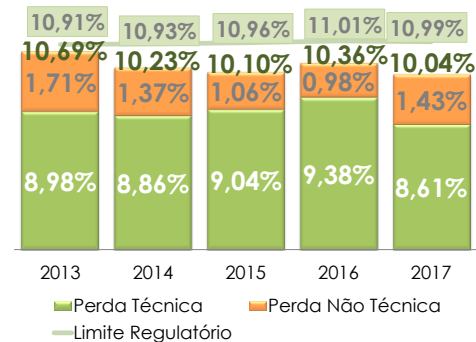
Na Coelba o Índice de Perdas 2017 apresentou um aumento de 0,11 p.p em relação ao ano anterior, ficando acima do limite regulatório de 12,42%. Contudo, nas perdas não técnicas, houve uma redução de 0,33 p.p.. Este decréscimo foi influenciado pelo resultado das ações previstas no Plano de Redução de Perdas.

Para a realização desse plano em 2017, foram aplicados cerca de R\$ 68,72 milhões em ações de combate às perdas, entre inspeções, regularizações, instalação de sistemas de medição centralizada, substituição de medidores obsoletos, etc.

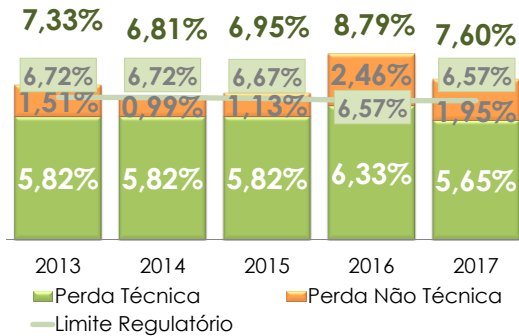

**CELPE**


Para a Celpe o Índice de Perdas 2017 ficou ligeiramente acima do limite regulatório, porém a recuperação em energia, resultado de processos de inspeção cujo objetivo é identificar irregularidades na medição, obteve o maior resultado dos últimos 5 anos, fechando em 118,01 GWh, contra 94,0GWh em 2016. Esse resultado é consequência do investimento de R\$

80,37 milhões em ações do Plano de Combate às Perdas da Celpe. As principais ações foram: 143 mil inspeções, atuação centrada em áreas de elevadas perdas, substituição de 51,8 mil equipamentos de medição, levantamento e atualização do cadastro de iluminação pública e 586 instalações de equipamentos de medição encapsulada para os clientes com maiores riscos de fraude no Grupo A, foram realizadas.


**COSERN**


O Índice de Perdas da Cosern apresentou uma significativa redução em 2017, comparado a 2016, 0,32 p.p. Essa redução resultou no menor nível de perdas dos últimos 5 anos, abaixo, inclusive, do limite regulatório da Companhia. Para a realização desse plano em 2017, foram aplicados cerca de R\$ 16,5 milhões em ações de combate às perdas, sendo as principais as seguintes: 59,5 mil inspeções, substituição de 27,9 mil medidores obsoletos e defeituosos, atualização em mais de 67,8 mil pontos de iluminação pública e instalação de equipamentos blindados em 1,5 mil clientes.


**ELEKTRO**


Na Elektro, o Índice de Perdas apresentou uma variação negativa de 1,19 p.p., que representa a maior redução anual dos últimos 10 anos da Companhia. Para isso, foram fundamentais ações de combate às perdas, que geraram mais de 170 GWh de energia recuperada. As principais ações de 2017 foram: realização de cerca de 27 mil inspeções, ações coordenadas em conjunto com forças policiais e atualização de 27,8 mil pontos de iluminação pública

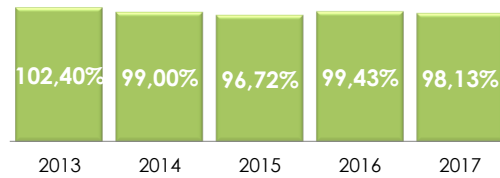
#### 4.1.3. Arrecadação

Em relação ao Índice de Arrecadação (IAR) – que mede o desempenho da arrecadação – em 2017, foi de 98,13% na Coelba, 96,63% na Celpe, 98,65% na Cosern e 98,12% na Elektro conforme mostrado a seguir.

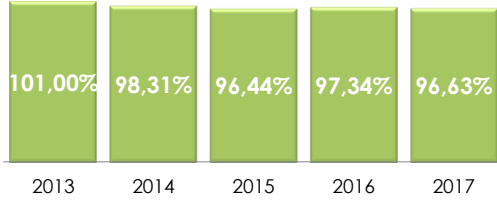
Ainda que a economia tenha dado indícios de leve recuperação ao longo do ano de 2017, os efeitos dessa retomada ainda não foram sentidos pelas famílias, fato percebido pela redução do volume distribuído à classe residencial em todas as nossas áreas de concessão. Dessa forma, os efeitos da retração da economia de períodos anteriores ainda podem refletir na capacidade de pagamento dos consumidores.

Contribuindo com a piora desse cenário, o custo com energia elétrica para o consumidor no ano de 2017,

provocado pelo cenário hidrológico desfavorável, sofreu uma maior incidência das bandeiras tarifárias, no qual tivemos o acionamento das bandeiras amarela ou vermelha, nos patamares 1 ou 2, provocando um acréscimo no custo ao consumidor. Diante desse quadro as distribuidoras do grupo intensificaram seus esforços para combater a inadimplência. A seguir são detalhados alguns desses esforços para cada distribuidora, assim como seus respectivos Índices de Arrecadação.

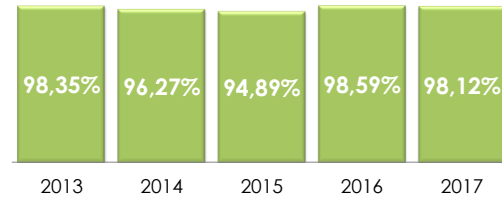

**COELBA**


- (i) Suspensões no fornecimento (1.082 mil em 2017 contra 1.041 mil em 2016);
- (ii) 9,4 milhões de negativações com efetividade média de 53% e 18,1 milhões de acionamentos por URA (Unidade de Resposta Audível) e SMS (Serviço de Mensagem);
- (iii) Atuação das Assessorias de Cobrança (R\$ 392 milhões arrecadados, o que significa um aumento de 25% em relação a 2016);
- (iv) Foco nos maiores débitos dos grandes clientes, com acompanhamento diferenciado das negociações realizadas para garantir o cumprimento do acordo.


**CELPE**


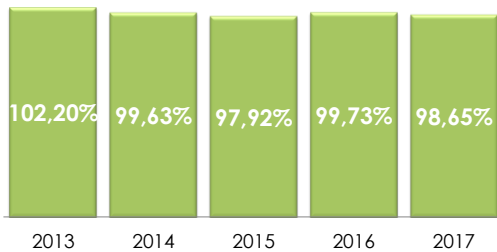
- (i) Suspensões no fornecimento (733 mil em 2017 contra 591 mil em 2016);
- (ii) 5,6 milhões de negativações com efetividade média de 55% e 20 milhões de acionamentos por URA (Unidade de Resposta Audível) e SMS (Serviço de Mensagem);
- (iii) Atuação das Assessorias de Cobrança (R\$ 238 milhões arrecadados, o que significa um aumento de 28% em relação a 2016);
- (iv) Parametrização do processo de cobrança, tornando as ações sistemáticas para os grandes clientes.

- (iv) Melhoria do processo de seleção de clientes para a negativação, aumentando a efetividade da ação.


**ELEKTRO**


- (i) Suspensões no fornecimento em 163 mil unidades em 2017;
- (ii) 1,1 milhões de negativações com efetividade média de 52% e 0,2 milhões de acionamentos por URA (Unidade de Resposta Audível) e SMS (Serviço de Mensagem);
- (iii) 375 mil contatos de cobrança por telefone através de nossa Central de Relacionamento ao Cliente.

Todas as ações de cobrança das distribuidoras do Grupo Neoenergia são pautadas por modelos estatísticos que avaliam a propensão de pagamento do cliente, permitindo assim adotar estratégias diferenciadas de acordo com o perfil do cliente.


**COSERN**


- (i) Suspensões no fornecimento em 184 mil unidades em 2017;
- (ii) 0,9 milhões de negativações com efetividade média de 56% e 1,1 milhões de acionamentos por URA (Unidade de Resposta Audível) e SMS (Serviço de Mensagem);
- (iii) Atuação das Assessorias de Cobrança (R\$ 32 milhões arrecadados, o que significa um aumento de 332% em relação a 2016);

## 4.2. Nossas TRANSMISSORAS

A Neoenergia atua no segmento de transmissão por meio das empresas detalhadas abaixo:

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

### AFLUENTE T

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

- ✓ LT 230 Funil-Poções II: Alteração do nível de tensão de operação da Linha de Transmissão Funil - Poções de 138kV para 230kV e seu reencabeçamento na nova SE Poções II e no setor 230kV da SE Funil.
- ✓ SE Poções II: Instalação, na SE Poções II, de uma entrada de linha em 230 kV, arranjo do tipo barra dupla a quatro chaves para Linha de Transmissão 230kV FUNIL-POÇÕES II; Adequação de módulo de

infraestrutura geral pela instalação de módulo de infraestrutura de manobra e um módulo de infraestrutura geral para acessante.

### POTIGUAR SUL

A Potiguar Sul foi criada após a Neoenergia lograr-se vencedora do Lote G do leilão de transmissão da ANEEL 001/2013. O Projeto consiste na construção, operação e manutenção do circuito 2 da Linha de Transmissão de 500kV com conexão nas subestações Campina Grande III, na Paraíba e Ceará-Mirim II-C2, no Rio Grande do Norte, totalizando aproximadamente 196 km de linha e passando por 25 municípios.

Sua finalidade é escoar a geração eólica proveniente do leilão de energia de reserva de fonte alternativa de 2011, localizados no Rio Grande do

Norte. Este empreendimento entrou em operação comercial em 07 de

novembro de 2016 e contou com investimentos de R\$ 250 milhões.

#### 4.2.1. Transmissoras em implementação

No quadro a seguir estão relacionadas as transmissoras em implementação do Grupo Neoenergia (data base 31/12/2017):

Transmissão - Em implementação	Tipo	Participação Neoenergia	Localização	Entrada Operação	Prazo de Concessão
<b>EKTT 12-A</b>					
Linhas de Transmissão (Extensão Total 583 Km)					
LT 230 KV Nova Porto Primavera – Rio Brilhante	Transmissão	100,00%	MS / SP	31/07/2022	31/07/2047
LT 230 KV Rio Brilhante – Campo Grande 2			MS	31/07/2022	
LT 230 KV Campo Grande 2 – Imbirussu			MS	31/07/2022	
LT 230 KV Nova Porto Primavera – Minhema 2			MS / SP	31/07/2022	
LT 230 KV Rio Brilhante Dourados 2			MS	31/07/2022	
LT 230 KV Dourados 2 - Dourados			MS	31/07/2022	
Subestações Rede Básica					
SE Dourados 02	Transmissão	100,00%	MS	31/07/2022	31/07/2047
<b>EKTT 13-A</b>					
Subestações Rede Básica					
SE Fêmão Dias (COMPARTILHADA)	Transmissão	100,00%	SP	31/01/2021	31/07/2047
<b>EKTT 14-A</b>					
Subestações Rede Básica					
SE Biguaçu (COMPARTILHADA)	Transmissão	100,00%	SC	31/01/2021	31/07/2047
<b>EKTT 15-A</b>					
Subestações Rede Básica					
SE Sobral III (COMPARTILHADA)	Transmissão	100,00%	CE	31/01/2021	31/07/2047
<b>EKTT 1-A</b>					
Linhas de Transmissão (Extensão Total 729 Km)					
LT 500 KV Miracema – Gilbués II	Transmissão	100,00%	TO/PI	60 meses após a assinatura do contrato de concessão	30 anos após a entrada em operação
LT 500 KV Gilbués II – Barreiras II			PI/BA		
<b>EKTT 2-A</b>					
Linhas de Transmissão (Extensão Total 345 Km)					
LT 500 KV Santa Luzia II – Campina Grande III	Transmissão	100,00%	PB	60 meses após a assinatura do contrato de concessão	30 anos após a entrada em operação
LT 500 KV Santa Luzia II – Milagres II			PB/CE		
Subestações Rede Básica					
SE Santa Luzia II	Transmissão	100,00%	PB	60 meses após a assinatura do contrato de concessão	30 anos após a entrada em operação

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

Através do Leilão de Transmissão 002/2017, que ocorreu dia 15/12/2017, somamos à nossa malha elétrica os lotes 4 e 6 (EKTT 1-a e EKTT 2-A) nos

estados do Tocantins, Piauí, Bahia, Paraíba e Ceará. Esses empreendimentos correspondem a 1074 km de Linhas de Transmissão e uma Subestação de Transmissão (todas em 500 kv).

## 5. NEGÓCIOS LIBERALIZADOS

### 5.1. Nossas Usinas

O Grupo Neoenergia atuou em 2017 no segmento de geração, considerados Liberalizados, por meio de 8 usinas geradoras, sendo 6 hidrelétricas e 2 termelétricas. Além desses

empreendimentos em operação, temos participação em 2 hidrelétricas (Baixo Iguaçu e Belo Monte). Somando-se os negócios Liberalizados em operação do grupo, possuímos uma capacidade instalada de 2,6GW de energia, subdivididos da seguinte forma:

(i) Hidrelétrica: 2.113,22 MW com as usinas de Teles Pires, Itapebi, Dardanelos, Baguari, Corumbá III e

Belo Monte (operando parcialmente).

(ii) Termelétrica: 536,4 MW considerando a planta convencional de geração de ciclo combinado de energia a gás (Termopernambuco) e a termelétrica a diesel (da Celpe) em Fernando de Noronha.

No quadro a seguir estão relacionadas as usinas em operação do Grupo Neoenergia (data base 31/12/2017):

Geração em Operação	Tipo de Usina	Participação Direta e Indireta Neoenergia	Localidade	Capacidade Instalada	Energia Assegurada	Data da Concessão	
						Autorização	Vencimento
<b>CELPE</b>							
Fernando de Noronha	Termelétrica Diesel	89,65%	Fernando de Noronha - PE	4,08	1,9 MW	21/12/1989	21/12/2019
<b>ITAPEBI</b>							
UHE Itapebi <sup>1</sup>	Hidrelétrica - UHE	100,00%	Rio Jequitinhonha - BA	462,01	209,1 MW	28/05/1999	31/08/2035
<b>TERMOPE</b>							
UTE Termope	Termelétrica - UTE	100,00%	Suape - Ipojuca - PE	532,76	504,1 MW	18/12/2000	18/12/2030
<b>CORUMBÁ III</b>							
UHE Corumbá III	Hidrelétrica - UHE	70,00%	Rio Corumbá - GO	96,45	49,3 MW	07/11/2001	14/02/2037
<b>BAGUARI I</b>							
UHE Baguari	Hidrelétrica - UHE	51,00%	Rio Doce - MG	140,00	84,7 MW	15/08/2006	31/12/2039
<b>ÁGUAS DA PEDRA</b>							
UHE Dardanelos	Hidrelétrica - UHE	51,00%	Rio Aripuanã - MT	261,00	154,9 MW	03/07/2007	02/01/2043
<b>TELES PIRES</b>							
Teles Pires	Hidrelétrica - UHE	51,00%	Rio Teles Pires - MT/PA	1819,80	930,7 MW	07/06/2011	06/06/2046
<b>BELO MONTE</b>							
Belo Monte	Hidrelétrica - UHE	10,00%	Rio Xingu - PA	4510,87	4305,1 MW	26/08/2010	25/08/2045

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

### 5.1.1. Usinas em construção

No quadro a seguir estão relacionadas as usinas em construção do Grupo Neoenergia (data base 31/12/2017):

Geração em Construção	Tipo de Usina	Participação Direta e Indireta da Neoenergia	Localidade	Capacidade Instalada	Energia Assegurada	Data da Concessão	
						Autorização	Vencimento
<b>NORTE ENERGIA</b>							
Belo Monte	Hidrelétrica - UHE	10,00%	Rio Xingu - PA	6722,23	265,9MW	26/08/2010	25/08/2045
<b>GERAÇÃO CÉU AZUL</b>							
Baixo Iguaçu	Hidrelétrica - UHE	70,00%	Rio Iguaçu - PR	350,2	171,3 MW	20/08/2012	14/09/2049

### UHE BELO MONTE

Da UHE Belo Monte, a Neoenergia possui 10% de participação na Norte Energia, através da SPE Belo Monte Participações S.A. Durante o ano de 2017, a UHE Belo Monte alcançou marcos importantes, como a finalização da motorização do Sítio Pimental, de 233,1 MW através da entrada em operação comercial das unidades geradoras 5 e 6, cada uma com potência de 38,8 MW. No Sítio Belo

Monte entraram em operação as unidades geradoras 4, 5, 6 e 7 (a unidade geradora 8 está fase final de testes para início da operação comercial), cada uma com potência de 611,11 MW, de forma que o Sítio Belo Monte, nesse momento, tem 7 unidades geradoras em operação comercial.

### UHE BAIXO IGUAÇU

Sobre a UHE Baixo Iguaçu, a Neoenergia, através da sua subsidiária

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

Em dezembro de 2017, estavam mobilizados aproximadamente 1.298 funcionários do Consórcio Construtor Baixo Iguaçu e a obra transcorria em ritmo normal.

## 5.2. Nossas Comercializadoras

### 5.2.1. NC Energia

Em 2017, a NC Energia contratou operações na ordem de 1.330 MW méd, esse valor foi 44% superior em relação ao ano anterior.

Destacamos as principais ações da Comercializadora:

- ✓ Geração de receita extraordinária através de contratações no MCSD EN fornecendo grande liquidez ao mercado;
- ✓ Significativo crescimento da carteira de Gestão de Clientes ao longo do ano;
- ✓ "Run off" da carteira de seguros com expressivo resultado auferido;
- ✓ Gestão da Energia Livre de Itapebi, com assunção do risco hidrológico por parte da comercializadora;

- ✓ Gerenciamento da compra de lastro com redução dos custos orçados de CHTP, EAPSA, Termope e Itapebi;
- ✓ Atuação na redução contratual de CHTP, das eólicas Calango 6, Santana 1 e 2, via MCSD de Energia Nova, junto à CCEE e gestão da recontratação da energia livre com aumento de receita para o Grupo;
- ✓ Gestão do risco hidrológico das geradoras do Grupo Neoenergia, aí incluída a sazonalização das garantias físicas das usinas do Grupo;
- ✓ Coordenação dos estudos e ações objetivando a definição de hedge para gestão do risco hidrológico das SPE's, CHTP e EAPSA.

### 5.2.2. Elektro Comercializadora

No período de 24/08/17 a 31/12/17, a Elektro Comercializadora de Energia LTDA operacionalizou 173,25 MW méd, representando um faturamento na ordem de R\$ 128,155 milhões, com destaque à geração de margem líquida oriunda do Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits (MCSD) dos leilões de energia;

Abaixo estão as áreas de atuação em soluções energéticas e margem líquida de cada segmento:

- ✓ Engenharia e obras;
- ✓ Geração Distribuída (painéis fotovoltaicos);
- ✓ Gestão de dados de medição de 21 parques geradores.

## 6. RENOVÁVEIS

### 6.1. Nossos parques eólicos

Em 2017, o Grupo atuou no segmento de geração renovável por meio de 17 parques eólicos. Além desses empreendimentos em operação, temos participação em 9 parques eólicos em construção. Somando-se os parques em operação do grupo

possuímos uma capacidade instalada de 515,8 MW de energia, considerando a entrada em operação de Lagoa 2 e

Canoas em 2017 e Rio do Fogo pela incorporação da Elektro.

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

### 6.1.1. Parques Eólicos em construção

Em 20 de dezembro de 2017, ocorreu o Leilão de Geração de Energia "A-6", realizado por meio de sistema eletrônico no qual a Neoenergia comercializou a energia de 9 parques eólicos: Canoas 2 (33,6MW), Canoas 4 (33,6MW), Chafariz 1 (31,5MW), Chafariz

2 (33,6MW), Chafariz 3 (31,5MW), Chafariz 6 (29,4MW), Chafariz 7 (33,6MW), Lagoa 3 (33,6MW), Lagoa 4 (21MW) , total de 281,4 MW de potência instalada. Os mesmos encontram-se em fase de adjudicação junto a ANEEL. Os contratos de comercialização de energia determinam a entrada em operação comercial em 01 de janeiro de 2023.

Geração em Construção	Tipo de Usina	Participação Direta e Indireta da	Localidade	Capacidade Instalada	Energia Assegurada	Data da Concessão	
						Autorização	Vencimento
<b>PARQUES EÓLICOS</b>							
CANOAS 2	Eólica - UEE	100,00%	Santa Luzia e São Jose do Sabugi-PB	33,60	17,3 MW	Parques em fase de adjudicação	
CANOAS 4			São Jose do Sabugi-PB	33,60	16,7MW		
CHAFARIZ 1			Santa Luzia-PB	31,50	17,7MW		
CHAFARIZ 2				33,60	17,5MW		
CHAFARIZ 3				31,50	18,1MW		
CHAFARIZ 6				29,40	15,2MW		
CHAFARIZ 7				33,60	19 MW		
LAGOA 3			São Jose do Sabugi-PB	33,60	18,3MW		
LAGOA 4			Santa Luzia e São Jose do Sabugi-PB	21,00	11,7MW		

## 7. INVESTIMENTOS

O Grupo Neoenergia encerrou o ano de 2017 com um investimento total realizado por todas as suas participadas no valor de R\$ 4.378.507 mil, sendo que para as empresas não controladas ou de controle conjunto foi considerada somente a participação proporcional detida pelo Grupo.

O montante consolidado, que compreende todos os investimentos realizados pelas companhias a qual o Grupo Neoenergia controla, o valor total foi de R\$ 4.003.754 mil. Esses foram direcionados da seguinte forma:

(i) R\$ 3.150.301 mil à Redes, categoria em que o segmento de Distribuição representa 99,45% e Transmissão o restante;

- (ii) R\$ 515.242 mil à Liberalizado, representado pelas hidrelétricas e serviços e;  
 (iii) R\$ 1.218 mil à Holding.

Os demais investimentos realizados pelas companhias de controle conjunto ou coligadas corresponde ao montante de R\$ 374.753 mil.

Segue quadro dos investimentos consolidados:

Descrição	2017	2016
Redes	3.150.301	2.426.192
Liberalizado	515.242	442.264
Renováveis	336.993	4.759
Holding	1.218	3.179
<b>Total</b>	<b>4.003.754</b>	<b>2.876.394</b>

## 8. DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO CONSOLIDADO

### 8.1. Resultado do período

DEMONSTRAÇÃO DE RESULTADOS (em R\$ mil) <sup>(1)</sup>	2017	2016	2017 X 2016	
			R\$	%
Receita Bruta	29.705.905	22.199.181	7.506.724	33,82
Deduções da Receita Bruta	(9.188.386)	(7.359.484)	(1.828.902)	24,85
<b>Receita Operacional Líquida</b>	<b>20.517.519</b>	<b>14.839.697</b>	<b>5.677.822</b>	<b>38,26</b>
Custos de Bens e/ou Serviços Vendidos	(16.958.857)	(11.584.605)	(5.374.252)	46,39
<b>Margem Operacional Líquida</b>	<b>3.558.662</b>	<b>3.255.092</b>	<b>303.570</b>	<b>9,33</b>
Gastos e Despesas Operacionais	(1.238.205)	(1.267.708)	29.503	(2,33)
Resultado da Equivalência Patrimonial	(205.081)	(129.959)	(75.122)	57,80
<b>Resultado do Serviço</b>	<b>2.115.376</b>	<b>1.857.425</b>	<b>257.951</b>	<b>13,89</b>
Amortização / Depreciação	858.533	719.127	139.406	19,39
Amortização de mais-valia	112.385	109.860	2.525	2,30
<b>EBITDA</b>	<b>3.086.294</b>	<b>2.686.412</b>	<b>399.882</b>	<b>14,89</b>
Resultado Financeiro	(1.385.855)	(1.296.614)	(89.241)	6,88
<b>Resultado Operacional</b>	<b>729.521</b>	<b>560.811</b>	<b>168.710</b>	<b>30,08</b>
IR e CSLL	(277.992)	(206.508)	(71.484)	34,62
Lucro Líquido Antes das Participações Minoritárias	406.088	302.869	103.219	34,08
Lucro Líquido Participações Minoritárias	45.441	51.434	(5.993)	(11,65)
<b>Lucro (Prejuízo) do Período</b>	<b>451.529</b>	<b>354.303</b>	<b>97.226</b>	<b>27,44</b>

<sup>(1)</sup> Em milhares de Reais, exceto onde indicada outra unidade de medida

### 8.2. EBITDA (LAJIDA)

#### 8.2.1. Conciliação do EBITDA

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 EBITDA - R\$ Mil	2017	2016	2017 X 2016	
			R\$	%
Lucro atribuídos aos Acionistas Controladores	406.088	302.869	103.219	34,08
Participações Minoritárias	45.441	51.434	(5.993)	(11,65)
Lucro (Prejuízo) Líquido	451.529	354.303	97.226	27,44
Imposto de Renda e CSLL - Corrente e diferido	277.992	206.508	71.484	34,62
Amortização e Depreciação	858.533	719.127	139.406	19,39
Amortização de mais-valia	112.385	109.860	2.525	2,30
Receitas Financeiras	(2.307.956)	(4.166.788)	1.858.832	(44,61)
Despesas Financeiras	3.693.811	5.463.402	(1.769.591)	(32,39)
<b>EBITDA (LAJIDA)</b>	<b>3.086.294</b>	<b>2.686.412</b>	<b>399.882</b>	<b>14,89</b>

EBITDA = Lucro antes dos impostos, resultado financeiro, depreciação e amortização

### 8.2.2. EBITDA e Margem EBITDA

A Neoenergia consolidou em 2017 o EBITDA de R\$ 3.086 milhões com aumento de 14,89%, equivalente a aproximadamente R\$ 400 milhões, em relação ao ano de 2016. Atingiu a margem EBITDA de 15,04%, apresentando uma redução de 3,06 p.p. em relação ao ano anterior.

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



Na comparação entre 2017 e 2016, as distribuidoras, Coelba, Elektro, Celpe e

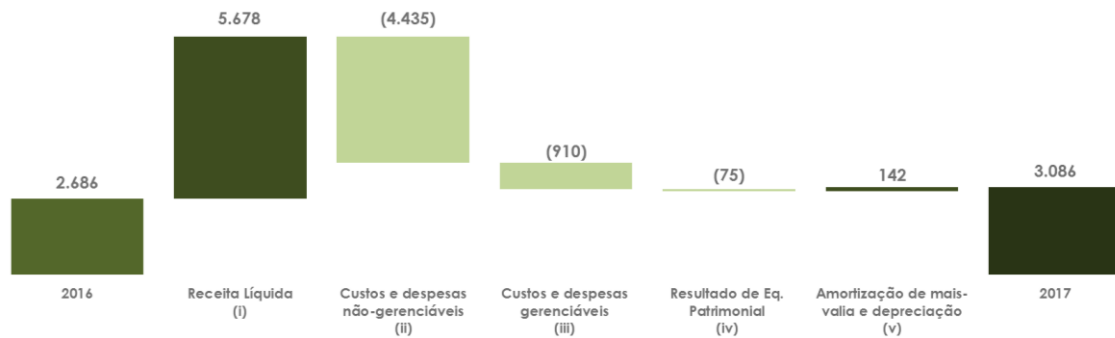
Cosern agregaram R\$ 510 milhões ao Ebitda. A Elektro Redes, incorporada à Neoenergia em 24 de agosto, contribuiu com R\$ 345 milhões no Consolidado de 2017.

Já a venda das PCHs (Afluente Geração, Rio PCH, Bahia PCH e Goiás Sul) e das Cogeneradoras (EnergyWorks e Capuava Energy), em 17 de março de 2017, trouxe um efeito desfavorável de R\$ 85 milhões ao Ebitda consolidado, referente aos meses de 2017 que não mais integravam a carteira de ativos da Neoenergia.

Enquanto o impacto positivo da incorporação da Elektro traz maiores resultados ao grupo, a venda dos ativos de geração só terá seu efeito neutralizado a partir de março de 2018.

### 8.2.3. Evolução do EBITDA

A variação observada no EBITDA do Grupo foi decorrente dos seguintes itens abaixo:



(i) Receita Líquida cresceu 38,3% em 2017 em relação ao ano anterior, saindo de R\$ 14.840 milhões em 2016 para R\$ 20.518 milhões em 2017. No item 8.3.1, 8.3.2 e 8.3.3 deste relatório serão apresentados maiores detalhes das justificativas dessa variação.

(ii) Os custos e despesas não gerenciáveis contribuíram com um aumento de 62,26%, influenciado, principalmente, pelo aumento do custo de energia comprada para revenda equivalente a R\$ 4.282 milhões em relação a 2016. O baixo nível de afluência e o acionamento das térmicas contribuíram com o maior custo de energia em 2017.

(iii) Os custos e despesas gerenciáveis apresentaram uma

piora de R\$ 910 milhões em 2017 quando comparado com 2016. Considerando os efeitos do Custo de Construção anulados pela Receita de Construção, a variação negativa fica em 401 milhões, sendo abordado com mais detalhes no item 8.4 deste relatório.

(iv) O resultado de equivalência patrimonial contribuiu com a redução de R\$ 75 milhões refletindo uma queda no resultado das empresas de controle conjunto e coligadas refletindo uma queda no Resultado das empresas de controle conjunto e coligadas, principalmente impactado pelo resultado de Teles Pires Participações e Norte Energia, com variações de R\$ 55 milhões e R\$ 24 milhões, respectivamente.

### 8.3. Receita Operacional

#### 8.3.1. Receita Operacional Bruta

RECEITA OPERACIONAL BRUTA (em R\$ mil) <sup>(1)</sup>	2017	2016	2017 X 2016	
			R\$	%
Residencial	9.355.917	7.720.861	1.635.056	21,18
Industrial	1.908.055	1.902.103	5.952	0,31
Comercial	4.769.181	4.127.828	641.353	15,54
Rural	1.137.636	886.141	251.495	28,38
Poder Público	981.351	854.653	126.698	14,82
Iluminação Pública	626.319	476.743	149.576	31,37
Serviço Público	630.182	559.976	70.206	12,54
Fornecimento Não Faturado	43.679	(35.725)	79.404	(222,26)
Fornecimento Faturado Mercado Cativo	19.452.320	16.492.580	2.959.740	17,95
Subvenção à tarifa social baixa renda	1.298.679	1.078.564	220.115	20,41
<b>Total do Fornecimento de Energia</b>	<b>20.750.999</b>	<b>17.571.144</b>	<b>3.179.855</b>	<b>18,10</b>
Receita de Uso da Rede	831.706	429.281	402.425	93,74
Suprimento	2.295.399	1.371.363	924.036	67,38
Câmara de Comercialização de Energia - CCEE	1.412.066	604.984	807.082	133,41
Valores a Receber da parcela A e Outros Itens Financeiros	1.194.520	(361.665)	1.556.185	(430,28)
Receita de construção da infraestrutura da concessão	2.568.591	2.059.358	509.233	24,73
Receita de concessão	17.230	26.064	(8.834)	(33,89)
Outras receitas	635.394	498.652	136.742	27,42
<b>Receita Operacional Bruta</b>	<b>29.705.905</b>	<b>22.199.181</b>	<b>7.506.724</b>	<b>33,82</b>

<sup>(1)</sup> Em milhares de Reais, exceto onde indicada outra unidade de medida

A Neoenergia apresentou em 2017 uma Receita Bruta de R\$ 29.705.905 mil, representando um acréscimo de 33,82% em relação ao valor de R\$ 22.199.181 mil do mesmo período em 2016.

As distribuidoras – Coelba, Celpe, Cosern e Elektro – que integram a categoria Redes, participaram com 90% do total da Receita Bruta no ano 2017, equivalente a R\$ 26.727.402 mil. A Elektro Redes, incorporada à Neoenergia em 24 de agosto, contribuiu com R\$ 3.844.139 mil.

Os fatores determinantes da variação da Receita Bruta de 2017 em relação a 2016 foram:

(i) Aumento da Receita de Fornecimento Faturado do Mercado Cativo em R\$ 3.179.855 mil, tendo a Elektro Redes contribuído com R\$ 2.540.783 mil. Essa variação considera a contribuição positiva do Fornecimento Não Faturado no valor de R\$ 79.404 mil. Se desconsiderarmos essa linha verificou uma variação positiva de R\$

2.880.336 mil equivalentes a um aumento de 15%.

✓ O maior impacto está relacionado à classe residencial, participando com 48,2% e, em seguida, a classe comercial com 24,6%. Essas duas classes contribuíram com uma variação favorável de R\$ 1.635.056 mil e R\$ 641.353 mil, respectivamente. A Elektro Redes contribuiu com R\$ 1.060.451 mil na classe residencial e R\$ 532.881 mil na classe comercial.

✓ Mesmo com uma variação positiva no faturamento em 2017 em relação ao ano anterior, desconsiderando o impacto do consumo da Elektro, observou-se uma retração no nível de consumo da classe residencial, redução de 17 GWh, e uma retração de 348 GWh na classe comercial. Tanto os consumidores residenciais quanto os consumidores comerciais são elegíveis a cobrança tarifária da

bandeira, o que torna a tarifa média faturada de 2017 maior que 2016.

- ✓ Em 2017 a predominância da bandeira tarifária vermelha, variando entre o patamar 1 e 2, incidiu uma receita adicional para as empresas e um custo adicional para os consumidores. O mesmo não ocorreu em 2016, quando predominou a bandeira verde. Cabe ressaltar que a tarifação da bandeira não afeta o Resultado, pois o mecanismo da Bandeira Tarifária tem como finalidade indicar ao consumidor se a energia terá um custo mais elevado, em função das condições de geração de energia elétrica, e, de maneira complementar à Revisão Tarifária, visa preservar o equilíbrio econômico-financeiro das distribuidoras, cobrindo custos adicionais de geração térmica, Encargo de Serviços de Sistema – ESS, risco hidrológico e os custos com compra de energia no mercado de curto prazo devido à exposição involuntária das distribuidoras. As variações de custos remanescentes, não cobertos pelo mecanismo das Bandeiras Tarifárias, são registradas como Valores a Receber de Parcela A e Outros Itens Financeiros para inclusão no próximo processo de Reajuste ou Revisão Tarifária. Do mesmo modo, receitas provenientes de Bandeira Tarifária superiores às necessidades da Companhia são registradas como Valores a Devolver de Parcela A e Outros Itens Financeiros para devolução no próximo Reajuste Tarifário ou Revisão Tarifária, tendo a neutralidade assegurada no resultado da Companhia.
- ✓ Além disso, para se estabelecer o equilíbrio econômico-financeiro do serviço de distribuição de energia, o reajuste tarifário periódico (no caso da Celpe, 4º ciclo de revisão tarifária) aplicado a partir de abril

para Coelba, Celpe, Cosern e agosto para Elektro, contempla um incremento médio percebido pelo consumidor na tarifa de 2017 em relação a 2016 de 3%, 7,62%, 3,38% e 10,40%, respectivamente.

- ✓ O consumo de energia em todas as classes tem sofrido com a situação do alto nível de desemprego e retração da demanda por bens e serviços, que ainda não se recuperaram de dois anos de crise econômica. Cabe destacar a classe industrial, que tem sido afetada pela retração da produção industrial e pela migração dos clientes cativos para o mercado livre, sendo impactada por uma redução de 1.270 GWh (-40,3%) quando comparado 2017 com 2016. Dessa forma, a queda de consumo impactou numa variação desfavorável de R\$ 360.867 mil, desconsiderando o impacto da incorporação da Elektro Redes, consolidada a Neoenergia a partir de agosto de 2017. O maior impacto da incorporação da Elektro Redes se deu na classe industrial, ao agregar R\$ 366.819 mil.

(ii) Ainda na categoria Redes, a variação favorável da Receita de Uso de Rede em R\$ 402.425 mil devido aos principais impactos do Mercado Livre e da receita das Transmissoras:

- ✓ A receita da disponibilidade do uso da rede pelo consumidor livre contribuiu com aumento de R\$ 535.811 mil. A Elektro Redes participou com R\$ 231.640 mil a partir de agosto de 2017. Coelba, Celpe e Cosern registraram uma variação favorável de 1.750 GWh, equivalente ao acréscimo de 25,3% em relação a 2016.
- ✓ Reduzindo parcialmente o efeito positivo da receita de uso de rede das distribuidoras, as transmissoras da Neoenergia contribuíram com

uma redução de R\$ 133.386 mil em 2017 quando comparado com 2016.

(iii) Aumento da receita consolidada de suprimento de energia em R\$ 924.036 mil em 2017, quando comparado o ano anterior. A categoria Liberalizado composta pelas UHEs, pela Termopernambuco e pelas Comercializadoras da Neoenergia participou com 90% dessa variação, enquanto a categoria Renováveis, composta pela geração eólica, contribuiu com 10%.

- ✓ Os contratos firmados pela NC Energia no ambiente livre movimentaram em torno de 1.330 MW<sub>méd</sub>, 44% superior que 2016. A Elektro Comercializadora contribuiu com R\$ 134.889 mil e agregou com 173,25 MW<sub>méd</sub> após sua incorporação pela Neoenergia.
- ✓ Ainda na categoria Liberalizado, as geradoras UHEs contribuíram com 2,5% equivalente a R\$ 20.414 mil. Pode-se destacar Termopernambuco, Itapebi e as geradoras que foram vendidas em março de 2017 como as principais contribuições para esse resultado. Termopernambuco agregou positivamente com R\$ 33.956 mil, enquanto Itapebi contribuiu com uma variação negativa de R\$ 22.829 mil, devido a redução da tarifa mediante o término do contrato com a Coelba e novo contrato com a NC Energia. Já as geradoras vendidas em março de 2017 trouxeram um efeito desfavorável de R\$ 208.780 mil a receita de suprimentos no consolidado, referente aos meses de 2017 que não mais integravam a carteira de ativos da Neoenergia. Esse efeito somente será neutralizado a partir de março de 2018.

(iv) Aumento de R\$ 807.082 mil referente à Receita da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica "CCEE" é devido aos principais

impactos da liquidação de energia da categoria Redes com participação de 50%, exclusivo do segmento de distribuição. A parcela da categoria Liberalizado é de 46% e da categoria Renováveis é de 4%.

- ✓ As Distribuidoras registraram variação favorável de R\$ 403.828 mil, com destaque para Coelba que contribuiu com R\$ 323.245 mil em função do volume das sobras de energia registradas em conjunto com o alto preço do mercado de curto prazo no qual o PLD médio do Nordeste passou de R\$ 173,56/MWh em 2016 para R\$ 335,33/MWh em 2017. A Elektro Redes agregou ao consolidado o valor de R\$ 115.990 mil.
- ✓ Em relação aos 46% da categoria Liberalizado, as geradoras contribuíram com R\$ 259.592 mil e as comercializadoras com R\$ 143.662 mil. As geradoras que maior destaques nesse desempenho foram Itapebi e Termope com R\$ 224.208 mil. O segmento de geração na receita da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica "CCEE" teve seu resultado afetado pelos ativos vendidos no valor de R\$ 5.186 mil.

(v) A receita referente aos Valores a Receber da Parcela A e Outros Ativos Financeiros registrou em 2017 uma variação positiva de R\$ 1.556.185 mil, sendo que a Elektro contribuiu positivamente com R\$ 713.692 mil e deve-se, principalmente, a predominante devolução ao longo do ano de 2017 do saldo homologado em agosto/2016, de forma contrária ao ano de 2016, no qual a maior relevância foi o recebimento do saldo homologado em agosto/2015. Cabe destacar que tal variação não impacta a Receita Operacional visto que possui contrapartida no faturamento da Companhia

(vi) Aumento R\$ 509.233 mil no Receita de Construção, que é constituída por investimentos em infraestrutura líquida de recursos de obrigações especiais, sem impacto no resultado, pois temos a contrapartida de Custos no mesmo valor. Esse aumento foi ocasionado

pelos maiores gastos com investimento líquido observado nas distribuidoras da Neoenergia, quando comparado ao mesmo período do ano anterior.

### 8.3.2. Deduções da Receita Bruta

DEDUÇÕES DA RECEITA BRUTA (em R\$ mil) <sup>(1)</sup>	2017	2016	2017 X 2016	
			R\$	%
<b>IMPOSTOS (ICMS / PIS / COFINS / ISS)</b>	<b>(7.279.789)</b>	<b>(5.963.327)</b>	<b>(1.316.462)</b>	<b>22,08</b>
<b>ENCARGOS SETORIAIS</b>	<b>(1.908.597)</b>	<b>(1.396.157)</b>	<b>(512.440)</b>	<b>36,70</b>
Conta de desenvolvimento energético - CDE	(1.314.007)	(767.944)	(546.063)	71,11
Encargos do Consumidor - PROINFA	(27.780)	(38.125)	10.345	(27,13)
Encargos do Consumidor - CCRBT	(376.013)	(7.835)	(368.178)	>1.000
Outros (FNDCT / EPE / PROINFA / TFSEE / PEE / P&D / RGR)	(190.797)	(582.253)	391.456	(67,23)
<b>(-) Dedução da receita bruta</b>	<b>(9.188.386)</b>	<b>(7.359.484)</b>	<b>(1.828.902)</b>	<b>24,85</b>

<sup>(1)</sup> Em milhares de Reais, exceto onde indicada outra unidade de medida

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

(i) Aumento no faturamento, com correspondente incremento de 22,08% nos impostos sobre a receita (ICMS, PIS/COFINS e ISS), no valor de R\$ 1.316.462 mil. A contribuição da Elektro Redes no período foi de R\$ 799.416 mil.

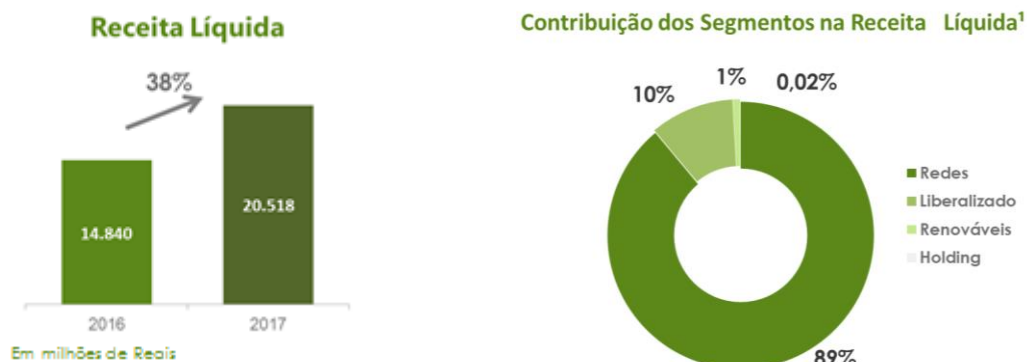
(ii) Acréscimo de 36,70%, no valor de R\$ 512.440 mil nos encargos setoriais. A Elektro Redes contribuiu com R\$ 447.756 mil para o resultado ano. Já a variação adicional de R\$ 64.684 mil é explicada principalmente pela variação desfavorável de R\$ 392.265 mil do encargo da conta centralizadora dos recursos de bandeiras tarifárias - CCRBT. A variação negativa de R\$ 233.413 mil na conta CCRBT, excluindo o impacto de R\$ 158.852 mil da Elektro Redes, é consequência de um custo maior de energia reconhecido no período, em que predominou a bandeira vermelha, enquanto que em 2016 a predominância foi a bandeira verde.

### 8.3.3. Receita Operacional Líquida

A Receita Operacional Líquida apresentou um acréscimo de 38%, equivalente a R\$ 5.677.822 mil em relação do ano anterior conforme mencionado no item 8.2.3 sobre a evolução do EBITDA.

A maior participação está no segmento Redes que engloba as distribuidoras, com a maior parcela nesse segmento (99,62%), e transmissoras com 0,38%. A Elektro Redes, incorporada à Neoenergia dia 24 de agosto de 2017, contribuiu com 14,2% no segmento Redes.

O segmento Liberalizado, no qual estão as geradoras hidrelétricas e a termelétrica, as comercializadoras e os serviços de manutenção e operação, participaram em 2017 com 10% da receita líquida consolidada. As comercializadores contribuíram com a maior parcela (58%), a termelétrica com Termopernambuco participou com 28,11%, Itapebi com 9,31% e 4,46% são referentes às outras UHEs e serviços.



NOTA<sup>1</sup>: os segmentos estão categorizados em Redes (Distribuição + Transmissão), Liberalizado (UHEs, Termoelétrica, Comercialização e Serviços), Renováveis (geração eólica) e Holding

#### 8.4. Custos e Despesas Operacionais

CUSTOS E DESPESAS (em R\$ mil)	2017	2016	2017 X 2016	
			R\$	%
Energia Elétrica Comprada para Revenda	(10.255.033)	(5.972.998)	(4.282.035)	71,69
Encargos de Uso do Sistema de Transmissão	(871.791)	(725.253)	(146.538)	20,21
Combustível para produção de energia	(431.158)	(424.911)	(6.247)	1,47
<b>Não-gerenciáveis</b>	<b>(11.557.982)</b>	<b>(7.123.162)</b>	<b>(4.434.820)</b>	<b>62,26</b>
Pessoal e Administradores	(1.109.129)	(806.037)	(303.092)	37,60
Material	(100.993)	(80.999)	(19.994)	24,68
Serviços de terceiros	(1.530.108)	(1.435.128)	(94.980)	6,62
Depreciação e amortização	(858.533)	(719.127)	(139.406)	19,39
Provisões Líquidas - PCLD	(197.681)	(235.861)	38.180	(16,19)
Provisões Líquidas - Contingências	(130.176)	(125.052)	(5.124)	4,10
Custo de Construção	(2.568.591)	(2.059.358)	(509.233)	24,73
Outros	(143.869)	(267.589)	123.720	(46,24)
<b>Gerenciáveis</b>	<b>(6.639.080)</b>	<b>(5.729.151)</b>	<b>(909.929)</b>	<b>15,88</b>
<b>Total</b>	<b>(18.197.062)</b>	<b>(12.852.313)</b>	<b>(5.344.749)</b>	<b>41,59</b>

Os Custos e Despesas Operacionais e o Resultado de participação em 2017 atingiram o montante de R\$ 18.197.062 mil, apresentando um aumento de R\$ 5.344.749 mil que equivale a 41,59% em relação ao ano anterior. Considerando essa variação temos que o maior impacto são dos custos com fornecimento de energia (custos não-gerenciáveis) que representam 83%. O restante dessa variação, 17%, correspondem aos custos e despesas administrativas (gerenciáveis).

A categoria Redes contribuiu com 73% da variação desfavorável referente aos custos de despesas não gerenciáveis,

exclusivamente através das distribuidoras - Coelba, Celpe, Cosern e Elektro, equivalente a R\$ 3.232.538 mil. A Elektro Redes, incorporada a Neoenergia em agosto, contribuiu com R\$ 1.837.736 mil. As categorias Liberalizado e Renováveis participam juntas com 27%, equivalente a R\$ 1.199.110 mil.

A Energia Comprada para Revenda registrou um aumento de R\$ 4.282.035 mil na comparação anual, com destaques para as Distribuidoras da Neoenergia que participaram com 72% desse valor. O aumento dos custos da Coelba, Celpe, Cosern e Elektro Redes

foram de R\$ 3.086.326 mil, sendo a Elektro Redes contribuinte com R\$ 1.600.609 mil. Estas variações ocorreram devido:

(i) Aumento com os custos variáveis do MCP (Mercado de Curto Prazo) em R\$ 1.849.148 mil em relação a 2016, devido ao aumento do PLD médio Nordeste, que saiu de R\$/MWh 173,57 para R\$/MWh 335,33 em 2017, e o PLD médio Sudeste (de R\$/MWh 93,91 para R\$/MWh 323,04). Esse impacto é atribuído à parcela variável de térmicas, que reflete o custo do acionamento dessas usinas, e ao custo do risco hidrológico das usinas repactuadas. Esse impacto é exclusivo das Distribuidoras que integra a categoria Redes. A Elektro Redes contribuiu com um custo de R\$ 302.392 mil.

O custo de energia no curto prazo – PLD contribuiu com uma variação desfavorável de R\$ 927.198 mil em 2017 em relação ao ano anterior. A categoria Redes contribuiu com a variação desfavorável no valor de R\$ 938.612 mil, exclusivamente pelas Distribuidoras da Neoenergia, devido às necessidades de comprar energia para suprir a liquidação financeira deficitária na CCEE em alguns meses. Compensando parcialmente a variação desfavorável das Distribuidoras, as categorias Liberalizado e Renováveis contribuíram com R\$ 11.414 mil, destes R\$ 9.716 mil é referente uma economia do custo devido a venda das geradoras em março de 2017.

(ii) Aumento de R\$ 722.726 mil no custo com energia do ambiente regulado e de R\$ 243.930 mil – com energia adquirida no contrato bilateral, custo exclusivo das distribuidoras da Neoenergia, devido, principalmente, ao aumento do preço de compra e aquisição de energia para compensar a redução de cotas.

(iii) A energia adquirida no ambiente livre (ACL) também sofreu com aumento dos custos, principalmente devido ao preço da energia. O aumento de R\$ 979.941 mil é compartilhado entre as categorias Liberalizados e Renováveis, o primeiro participando com 98,99% da variação e o segundo com a menor parcela, 1,01%. Dentre a categoria Liberalizados, as comercializadoras contribuíram com o aumento de R\$ 663.727 mil e as UHEs com R\$ 306.298 mil.

(iv) Variação positiva de R\$ 350.802 devido ao crédito de PIS e COFINS

Cabe, também, mencionar que ocorreu um aumento com os custos dos Encargos de Uso do Sistema de Transmissão no valor de R\$ 146.538 mil. As Distribuidoras participaram com R\$ 146.212 mil, devido principalmente, (a) ao aumento do custo com o encargo de rede básica no valor de R\$ 690.769 mil, relacionado ao reajuste tarifário da Rede Básica, sendo a Elektro Redes contribuinte com R\$ 274.955 mil dessa variação; (b) compensando parcialmente a elevação do encargo da rede básica, é observada a redução do custo do ESS – encargo de serviço do sistema – equivalente a R\$ 250.687 mil quando comparado com 2016; e (c) variação favorável de R\$ 325.250 mil do encargo de energia de reserva – ERR em função da alta do PDL, provocando uma contabilização positiva redutora do custo do encargo em 2017.

Em relação aos custos e despesas gerenciáveis, na comparação entre 2017 e 2016, ocorreu um aumento na linha de Pessoal e Administradores no valor de R\$ 303.092 mil. Com a incorporação da Elektro pela Neoenergia, em 24 de agosto de 2017, a distribuidora Elektro Redes participa com R\$ 140.364 mil nessa variação. Os outros efeitos estão relacionados aos (a) reajustes negociados nos acordos

coletivos de trabalho (R\$ 73 milhões) com reflexo nas remunerações, encargos e benefícios de 2017, sendo os reajustes de +9,15% para empresas de Distribuição e 6,58% para demais empresas aplicados em suas respectivas datas-bases, (b) provisões de PLR (R\$ 41 milhões) competência 2017 em relação a realização 2016 e (c) provisões de indenizações no exercício de 2017 (R\$ 45 milhões).

(iii) Aumento de R\$ 509.233 mil no Custo de Construção, que é constituída por investimentos em infraestrutura líquida de recursos de obrigações especiais, contribuindo com uma variação desfavorável de 24,73%. Esse gasto não

tem impacto no resultado, pois tem contra partida no mesmo valor na Receita.

(iv) Redução nas Provisões Líquidas em 16,19% equivalentes a R\$ 38.180 mil, principalmente impactados pelas Distribuidoras (categoria Redes), com uma parcela de 72,73% da redução total no comparativo anual. A redução de R\$ 27.768 mil está relacionada à intensificação das ações de cobrança com foco na PCLD, como aumento no volume de cortes e crescimento das baixas administrativas em 2017 pelas Distribuidoras.

## 8.5. Resultado Financeiro

O Resultado Financeiro Líquido da Neoenergia em 2017 foi negativo em

R\$ 1.385.855 mil, apresentando um aumento de 6,88%, R\$ 89.241 mil, em relação a 2016.

RESULTADO FINANCEIRO (em R\$ mil) <sup>(1)</sup>	2017	2016	2017 X 2016	
			R\$	%
Renda de aplicações financeiras	207.708	227.064	(19.356)	(8,52)
Juros, comissões e acréscimo moratório	125.739	96.823	28.916	29,86
Encargos de dívida, variações monetárias e cambiais	(1.156.480)	159.717	(1.316.197)	(824,08)
Instrumentos financeiros derivativos	(124.452)	(1.407.601)	1.283.149	(91,16)
Atualização provisão para contingências / depósitos judiciais	(102.614)	(63.942)	(38.672)	60,48
Remuneração financeira da parcela A e outros itens financeiros	12.475	18.868	(6.393)	(33,88)
Obrigações pós emprego	(91.692)	(83.147)	(8.545)	10,28
Outras receitas (despesas) financeiras líquidas	(256.539)	(244.396)	(12.143)	4,97
<b>Resultado Financeiro Líquido</b>	<b>(1.385.855)</b>	<b>(1.296.614)</b>	<b>(89.241)</b>	<b>6,88</b>

<sup>(1)</sup> Em milhares de Reais, exceto onde indicada outra unidade de medida

O resultado acima foi consequência, principalmente, pelas linhas de Encargos de dívida, variações monetárias e cambiais e Instrumentos financeiros e derivativos (impacto negativo de R\$ 33.048 mil), Renda de aplicações financeiras (impacto negativo de R\$ 19.356 mil) e Atualização de provisões para contingências / depósitos judiciais (impacto negativo de R\$ 38.672 mil).

Para as linhas de Encargos de dívida, variações monetárias e cambiais e Instrumentos financeiros derivativos a

piora de R\$ 33.048 mil no resultado líquido foi devido aos seguintes fatores:

- (i) A queda do CDI e da Taxa de Juros de Longo Prazo (TJLP) – principais indexadores da dívida consolidada – resultou em redução do custo médio da dívida, registrando uma variação favorável de R\$ 390.467 mil nas despesas financeiras com dívida no ano de 2017 em comparação ao mesmo período de 2016.

Apresentamos abaixo as taxas no período e as respectivas variações

comparativas dos dois principais indexadores da dívida do Grupo:

Índice	2017	2016	Var.
CDI	9,93%	14,00%	-4,07 p.p.
CDI acumul. 3 meses	1,76%	3,24%	-1,48 p.p.
TJLP	7,00%	7,50%	-0,5 p.p.
DÓLAR	3,2591	3,3080	-0,05

(ii) No ano de 2017 houve um aumento de 31% no volume médio de dívida nas empresas da Neoenergia em relação ao mesmo período do ano anterior. O efeito da incorporação do Grupo Elektro Holding, incluindo os parques da Força Eólica que não eram consolidadas anteriormente, acrescentou à dívida consolidada o montante de R\$ 3.812.486 em 2017. Esse cenário contribuiu para o aumento das despesas com dívida representando uma variação desfavorável de R\$ 441.376 mil, comparado ao mesmo período de 2016.

(iii) Aumento dos juros incorporados aos investimentos (Juros sobre Obras em Andamento – JOA) representou em um efeito favorável de R\$ 17.860 mil;

Para a linha de Receita de Aplicações Financeiras o resultado negativo comparado a 2016, de R\$ 19.356 mil foi devido, principalmente, a redução de 4,07 pontos percentuais no CDI acumulado no ano, impactando negativamente a renda de aplicação financeira em R\$ 162.515 mil. Em contrapartida, aumento de volume das disponibilidades, efeitos relacionados à incorporação da Elektro, impactando positivamente em R\$ 143.159 mil.

Para o resultado da Atualização de provisões para contingências / depósitos judiciais, cujo impacto foi negativo em R\$ 38.672 mil,

comparando-se ao ano de 2016, os eventos responsáveis foram:

- (i) Provisão na Celpe de uma contingência na ordem de R\$ 10 milhões (principal + juros) ocorrida no terceiro trimestre de 2017 e não verificada no mesmo período do ano anterior.
- (ii) Efeito negativo de R\$ 17.382 mil resultante da incorporação da Elektro e apuração do resultado financeiro a partir de 24 de agosto de 2017, data da incorporação.

## 9. ENDIVIDAMENTO

### 9.1. Perfil da Dívida

Em dezembro de 2017, a dívida bruta consolidada da Neoenergia, incluindo empréstimos, debêntures e instrumentos financeiros, foi de R\$ 17.385.745 mil (dívida líquida R\$ 13.509.611 mil), apresentando um crescimento de 53% em relação a dezembro de 2016. Neste contexto, o efeito da incorporação da Elektro representa um impacto de R\$ 2.633.854 mil na dívida bruta e de R\$ 2.126.678 mil no endividamento líquido. O valor do endividamento total em dezembro de 2017, da Neoenergia contava com 68% da dívida contabilizada no longo prazo e 32% no curto prazo.

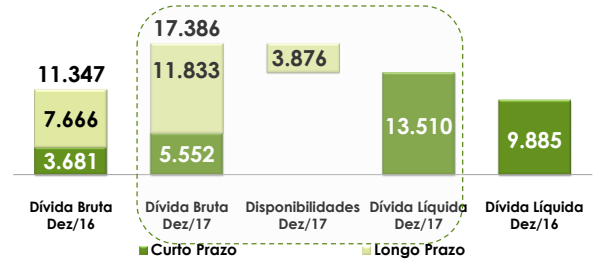
O indicador financeiro Dívida total líquida/EBITDA passou de 3,68 em 31 de dezembro de 2016 para 4,38 em 31 de dezembro de 2017.

Devido à incorporação da Elektro Holding S.A. pela Companhia, em 24 de agosto de 2017, após a consolidação contábil, nos termos do Pronunciamento Técnico CPC 36 – Demonstrações Consolidadas, a Companhia reconheceu, no momento da incorporação, o saldo de todas as linhas de balanço, incluindo, mas não se limitando, a dívida total. Entretanto, o resultado da Companhia combinado com o da Elektro passou a ser

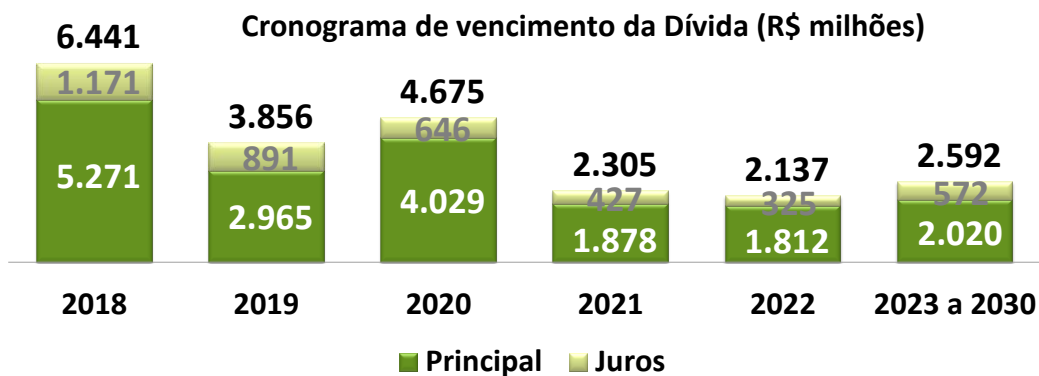
consolidado apenas a partir da data da incorporação. Em decorrência desse critério contábil assimétrico entre as linhas de balanço e resultado, há o descasamento temporal na consolidação, o que afeta de maneira desproporcional a apuração do EBITDA e do Resultado Financeiro, acarretando o descumprimento de obrigações, por parte da Companhia, de manutenção de indicadores calculados com base no EBITDA e no Resultado Financeiro, previstos originalmente nos contratos financeiros.

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

Considerando o cálculo pró-forma o valor da Dívida total líquida/EBITDA em dezembro de 2017 foi de 3,69.



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 dezembro de 2017. Sendo assim, as informações apresentadas abaixo diferem das do cronograma de vencimentos apresentado nas demonstrações financeiras de 31 de dezembro de 2017, que considera os índices e moedas realizados no encerramento do período e não as projeções de mercado.



## 10. PRÁTICAS DE GESTÃO

### 10.1. Estrutura de Governança

As práticas de Governança Corporativa do Grupo Neoenergia

buscam assegurar a transparência e a equidade nos negócios, bem como o respeito aos direitos das partes interessadas. O modelo permite o aproveitamento da sinergia dos negócios entre as empresas que

integram o Grupo e a unificação de processos, práticas e políticas. A estrutura de governança é composta por Conselho de Administração, Conselho Fiscal e Diretoria Executiva, com o apoio de Comitês que contribuem para as tomadas de decisão. O Acordo de Acionistas da Companhia orienta a atuação dos conselheiros e estabelece cláusula para abstenção de voto sobre temas que possam representar conflito de interesses.

#### *Conselho de Administração*

É integrado por dez representantes dos acionistas, eleitos pela Assembleia Geral Ordinária, e seus respectivos suplentes, com mandato de dois anos, sendo permitida a reeleição. Entre os titulares, seis são indicados pela Iberdrola, três pela Caixa de Previdência dos Funcionários do Banco do Brasil (Previ) e um pelo Banco do Brasil – Banco de Investimentos (BBBI).

As atribuições do Conselho incluem a orientação geral dos negócios e a eleição e destituição dos diretores. Os membros se reúnem mensalmente para avaliar os desempenhos econômico, ambiental e social da Companhia, bem como discutir os assuntos que merecem atenção de cada uma das controladas, apreciando-os antes de os temas seguirem para aprovação dos Conselhos de cada empresa. Os integrantes podem ainda se reunir extraordinariamente quando convocados pelo presidente ou pela maioria dos membros.

#### *Conselho Fiscal*

Com função independente, é composto por cinco membros titulares e igual número de suplentes. Os membros são eleitos pela Assembleia Geral Ordinária para mandatos de um ano. O Conselho Fiscal reúne-se mensalmente ou através de reuniões extraordinárias sempre que convocado.

#### *Diretoria Executiva*

É responsável pela gestão dos negócios, sendo composta atualmente por dez membros, incluindo a Diretora Presidente. Seus integrantes são nomeados pelo Conselho de Administração para mandatos de três anos, passíveis de renovação. Os diretores se reúnem ordinariamente, uma vez por semana ou sempre que convocados por qualquer um de seus pares.

A Diretoria Executiva das empresas controladas pela Neoenergia está estruturada de forma matricial na qual os diretores estatutários da holding também são diretores de todas as controladas da Neoenergia.

#### *Comitês*

O Grupo Neoenergia possui quatro diferentes comitês, instalados apenas na holding: de Auditoria, Financeiro, Remuneração e Sucessão e de Partes Relacionadas. Cada Comitê, dentro de seu escopo, é responsável por análises e recomendações de grande parte das decisões do Conselho de Administração. Cada Comitê é formado por 05 membros titulares e seus respectivos suplentes, com exceção do Comitê de Partes Relacionadas formado por 03 membros titulares e seus respectivos suplentes, indicados pelo Conselho de Administração. Os Comitês realizam reuniões, conforme demanda.

### **10.2. Direito dos Acionistas e Política de Dividendos**

A Neoenergia possui definido em seu estatuto o pagamento de dividendo mínimo de 25% do lucro líquido, que o valor dos juros, pago ou creditado, a título de remuneração sobre o capital próprio, na forma da lei, poderá ser imputado ao dividendo obrigatório, integrando tal valor o montante dos dividendos distribuídos pela Companhia para todos os efeitos legais e a deliberação sobre o pagamento

de juros sobre capital próprio e dividendos intermediários é uma faculdade da Companhia, mediante aprovação do Conselho de Administração.

Ainda que o Estatuto Social estabeleça o pagamento mínimo de 25% do Lucro Líquido, a Política de Dividendos da Neoenergia, aprovada pelo Conselho de Administração, prevê o pagamento mínimo de dividendos – atrelado aos indicadores de alavancagem da Companhia – de 35% do Lucro Líquido.

Na Assembleia Geral Ordinária realizada em 29 de abril de 2016, foram declarados os valores de R\$ 111.065.112,46, como dividendo mínimo obrigatório e R\$ 188.934.887,54 relativos a Dividendos Adicionais, ambos referentes ao exercício social de 2015.

Na data de 23 de dezembro de 2016, foi aprovada, em Assembleia Geral Extraordinária, a prorrogação do pagamento dos dividendos supracitados para até o final do exercício de 2017.

Na Assembleia Geral Ordinária de 13 de abril de 2017 foi aprovado o pagamento da complementação de dividendo mínimo obrigatório no valor de R\$ 83.623.793,70 e dividendos adicionais no montante de R\$ 216.376.206,30, ambos referentes ao exercício de 2016.

Na data de 27 de dezembro de 2017, foi aprovada em Assembleia Geral Extraordinária a capitalização dos dividendos propostos nas Assembleias de 23 de dezembro de 2016 e 13 de abril de 2017.

### **10.3. Relações com Investidores**

No intuito de disponibilizar informações com elevado padrão de qualidade, transparência e confiabilidade, com base na legislação pertinente e das regras que regulam o setor elétrico, a Neoenergia adota uma política de

comunicação consistente, clara e confiável com o mercado de capitais, zelando pelo relacionamento com acionistas, analistas de mercado, instituições financeiras, agências de “rating” e instituições reguladoras, em conformidade com as boas práticas de governança corporativa.

A Neoenergia disponibiliza informações através da área de Relações com Investidores, “e-mail” (ri@neoenergia.com), no “site” Relações com Investidores (www.neoenergia.com.br – “link” RI) e por meio dos relatórios e informes trimestrais e anuais enviados para a Bovespa e CVM. Além disso, o Grupo Neoenergia realiza reuniões *webconferences* trimestrais e APIMEC anual com os principais números de cada empresa do Grupo e consolidado.

### **10.4. Integridade e Ética**

A Neoenergia tem como um de seus valores a INTEGRIDADE e busca incessantemente pautar sua conduta e a de seus colaboradores dentro de princípios éticos e de conformidade com a legislação brasileira e com as melhores práticas em termos de ética empresarial. Além disso, envida esforços para que seus fornecedores de bens e serviços também adotem condutas íntegras e aderentes aos princípios defendidos pela Companhia em seu Código de Ética e em suas Políticas de Integridade.

A empresa aderiu também às normas estipuladas em tratados internacionais dos quais o Brasil é signatário, por meio do Pacto Global das Nações Unidas contra Corrupção e se alinhou aos princípios de combate à corrupção, estabelecidos pelo Instituto ETHOS.

Para atingir seus propósitos a Neoenergia conduziu uma série de ações em linha com o seu Programa de Integridade, aprovado pelo Conselho de Administração, aderente

à legislação anticorrupção brasileira, e que contempla todas as empresas do Grupo. A coordenação desse programa é realizada pela Superintendência de Compliance, criada desde 2014, a qual é responsável por a) planejar, conceber, executar, manter e avaliar o Programa de Integridade da Neoenergia e suas controladas; b) elaborar e revisar Códigos de Conduta, políticas e procedimentos a fim de promover e reforçar uma cultura de integridade baseada em princípios éticos de negócio; c) identificar, avaliar e propor medidas de mitigação de riscos de não conformidade de forma a garantir a aderência do Grupo aos princípios da legalidade e de combate à corrupção; d) investigar os casos de conduta em desconformidade com o Código de Ética e políticas de integridade; e) treinar executivos e colaboradores sobre temas relacionados com ética empresarial e legislação anticorrupção; f) propor medidas de prevenção relacionadas com comportamento ético e aderente à legislação; g) coordenar os comitês de ética, que são responsáveis pela disseminação da cultura de integridade ética por toda a organização, apoiando a Superintendência em suas atribuições.

Ao longo de 2016 merecem destaque as seguintes ações: i) Condução do programa de integridade aprovado pelo Conselho de Administração; ii) 1ª Revisão do Código de Ética da Neoenergia; iii) elaboração da Política de Conflito de Interesses e da norma de Relacionamento com o Poder Público; iv) treinamento sobre princípios éticos e legislação anticorrupção para líderes e colaboradores (presencial e via intranet), bem como para prestadores de serviços; v) estruturação e composição dos comitês de ética.

O esforço da empresa em sua jornada de integridade foi recompensado pela conquista, já em sua primeira participação, do Prêmio Empresa Pró

Ética - 2016, concedido pelo Ministério da Transparência, Fiscalização e Controladoria Geral da União, evidenciando a aderência de seu Programa de Integridade às melhores práticas empresariais em termos de prevenção e aderências aos requisitos da legislação anticorrupção brasileira.

## 10.5. Gestão de Riscos

A área de Gestão de Riscos da Neoenergia atua de forma corporativa para todas as suas empresas e tem como objetivo trazer mais transparência para os processos corporativos e suporte na tomada de decisões estratégicas do Grupo.

A área é coordenada pela Superintendência de Gestão de Riscos, se reporta à Diretoria Financeira e suas principais responsabilidades são:

- (i) Elaborar e monitorar os Mapas de Riscos dos negócios;
- (ii) Elaborar e garantir o cumprimento das Políticas de Risco corporativas e para os negócios do Grupo;
- (iii) Avaliar e monitorar o risco de crédito das contrapartes financeiras e comerciais;
- (iv) Quantificar e monitorar os principais riscos de mercado aos quais a Companhia está exposta;
- (v) Elaborar e divulgar relatórios e informações relacionadas aos riscos da companhia para os órgãos reguladores e demais *stakeholders*;
- (vi) Coordenar a realização das reuniões da Comissão de Riscos
- (vii) Disseminar a cultura de Gestão de Riscos pelo Grupo Neoenergia

A Política de Gestão de Risco Corporativo da Neoenergia, aprovada pelo Conselho de Administração, define os princípios, diretrizes e estrutura para gestão de riscos.

Esta Política se desdobra e é complementada por outras políticas do Grupo, também aprovadas pelo Conselho de Administração, tais como:

- ✓ Política de Risco de Crédito
- ✓ Política de Riscos Financeiros
- ✓ Política de Seguros
- ✓ Política de Risco de Mercado de Energia
- ✓ Política de Risco para o negócio de Geração
- ✓ Política de Risco para o negócio de Comercialização
- ✓ Política de Risco para o negócio de Distribuição.

A gestão de riscos corporativos é complementada pela estrutura organizacional de Governança da Companhia, que inclui as áreas responsáveis por *Compliance*, Controles Internos e Auditoria. Estas áreas, em conjunto com a área de Gestão de Risco Corporativo e as áreas de negócios e corporativas, complementam e fortalecem a estrutura de gerenciamento de riscos.

Neste modelo, as áreas de negócio responsáveis pelas atividades de geração, distribuição, transmissão e comercialização de energia, bem como as demais áreas e funções corporativas, constituem a primeira linha de defesa no gerenciamento de riscos; as diversas funções de controle de riscos e supervisão de conformidade estabelecidas pela Administração da Companhia (Risco Corporativo, Controles Internos e *Compliance*) são a segunda linha de defesa; e a avaliação independente feita pela Auditoria Interna é a terceira linha de defesa.

A área de Gestão de Risco da Neoenergia atua hoje de forma independente das áreas de negócio integrando a visão risco-oportunidade na gestão das empresas.

## 11. RESPONSABILIDADE AMBIENTAL

A Sustentabilidade é um valor para o Grupo Neoenergia. Em 2017, a empresa criou um ambiente digital específico para divulgar suas ações socioambientais – [www.neoenergiasustentavel.com.br](http://www.neoenergiasustentavel.com.br) – e deu continuidade a diversos programas e projetos de relacionamento com as comunidades onde atua. O foco em educação e cultura, a promoção do uso seguro e eficiente da energia elétrica, e a busca por inovação em processos, produtos e serviços são os pilares das ações socioambientais do Grupo Neoenergia.

Para promover o diálogo e a transparência com seus públicos de relacionamento, a empresa publica, anualmente, seu Relatório de Sustentabilidade, que é elaborado com a metodologia da Global Reporting Initiative desde 2010 (atualmente seguimos o modelo GRI-4). O documento apresenta a estratégia, o modelo de gestão, as operações e os desempenhos econômico, social e ambiental da empresa.

Em 2017, o Grupo Neoenergia renovou seu compromisso junto aos Dez Princípios do Pacto Global da ONU, iniciativa que preconiza uma atuação baseada em princípios universais relacionados a direitos humanos, direitos do trabalho, preservação ambiental e combate à corrupção. A companhia tem também parcerias estratégicas com fóruns nacionais em prol do desenvolvimento sustentável e do aprimoramento dos investimentos sociais corporativos, como a organização Comunitas, o Conselho Empresarial Brasileiro para o Desenvolvimento Sustentável – Cebeds, e o Instituto Ethos de Empresas e Responsabilidade Social.

*Foco Em Educação E Cultura*

As ações socioambientais do Grupo Neoenergia incluem projetos próprios, apoio a projetos de terceiros com recursos diretos ou incentivados, e os programas corporativos de Eficiência Energética e de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D), ambos regulados pela Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel). A seguir, alguns destaques de 2017.

Na área de educação, o Grupo Neoenergia renovou a parceria com o Instituto Ayrton Senna, estabelecida desde 2006 para a melhoria do desempenho escolar de crianças e adolescentes da rede pública de ensino. Por meio dos programas Se Liga e Acelera, voltados para a correção do fluxo escolar e o combate ao analfabetismo, a parceria abrange escolas públicas de Bahia, Pernambuco e Rio Grande do Norte, com a participação das distribuidoras Coelba, Celpe e Cosern, respectivamente. Em 2017, a parceria beneficiou mais de 21 mil alunos nos três estados.

Algumas iniciativas regionais merecem destaque em 2017. Pelo sexto ano consecutivo, a Coelba patrocinou a Flica, tradicional feira de literatura do estado, realizada na cidade de Cachoeira, e pelo quinto ano apresentou a Fliquinha. Em 2017, a concessionária levou um pouco mais de literatura para a Fliquinha, com o lançamento do livro “A Árvore que não Queria Morrer”, uma história que leva para as crianças mais informações sobre o uso eficiente da energia elétrica e a importância da preservação do meio ambiente. Foram distribuídos em torno de 4mil exemplares. A Coelba também patrocinou o documentário audiovisual e a produção de um livro-catálogo sobre a tradição do Terno de Reis no Sudoeste baiano.

Na Celpe, os destaques são para o Espaço Celpe nas Escolas, ação educativa que orientou 2,5 mil

estudantes sobre uso seguro da energia elétrica; o Espaço Celpe nas Comunidades, mutirão para oferta de serviços comerciais e educacionais (6,9 mil pessoas beneficiadas); e o Aprendendo com a Celpe, jornada de esclarecimento sobre fornecimento de energia elétrica em baixa tensão para eletricitistas autônomos de comunidades (279 pessoas). Outro destaque de 2017 é o projeto de Grafitagem nas Subestações, onde 120 alunos de escolas públicas participaram de oficinas de grafite com o artista Galo de Souza e da pintura e ilustração dos muros das subestações com gravuras e frases sobre uso seguro da energia elétrica.

Na Cosern, que se destaca pelos patrocínios culturais, vale lembrar a Feira do Livro de Mossoró, ocorrida entre 21 e 24 de setembro, que promoveu o acesso gratuito de mais de 60 mil pessoas de mais de 30 municípios potiguares. Já a etapa 2017/2018 do projeto Casa das Palavras, de incentivo à leitura, contemplou de outubro a dezembro de 2017 os municípios de Macau, Apodi, São Miguel do Gostoso e Angicos, com a instalação de quatro novas minibibliotecas nessas cidades e a aquisição de 500 livros de autores do Rio Grande do Norte.

Já o programa Energia Para o Futuro, criado em 2014 pela Elektro, recruta jovens em abrigos e lhes dá um caminho. São crianças que foram retiradas de suas famílias por serem vítimas de violência ou negligência doméstica. Ao completarem 18 anos, eles têm que deixar os abrigos e se sustentar sozinhos. Mas muitos não sabem por onde começar. Na Elektro, padrinhos assumem a responsabilidade por um adolescente, exercendo o papel de mentores. Os jovens passam por formação em técnicas de apresentação; aconselhamento de carreira, e palestras com profissionais do mercado. Por meio do programa, eles têm a oportunidade de efetivação

na Elektro ou em empresas parceiras. Já passaram pelo programa 86 jovens.

#### *Eficiência Energética*

O Programa de Eficiência Energética do Grupo Neoenergia, regulado pela Aneel, tem como foco promover o uso seguro e eficiente da energia elétrica. Entre as ações que merecem destaque em 2017 estão o projeto Vale Luz, que promove a troca de resíduos recicláveis por descontos na conta de energia, e a efficientização de prédios públicos na Bahia, em Pernambuco e no Rio Grande do Norte.

O projeto Vale Luz integra o Programa de Eficiência Energética. Iniciado em 2008, o projeto contempla clientes da Coelba, da Celpe e da Cosern e, em 2017, passou a aceitar óleo usado de cozinha como um dos itens recicláveis. Além de proporcionar que alguns consumidores até zerem a conta, o projeto estimula a coleta seletiva e dá destinação adequada aos resíduos arrecadados, contribuindo dessa forma para a preservação ambiental. O projeto já recolheu cerca de 720 toneladas de material reciclável (BA, PE e RN).

Já os projetos de efficientização de prédios públicos e filantrópicos abrangem as quatro distribuidoras do grupo – Coelba, Celpe, Cosern e Elektro (SP e MS). São escolas, hospitais, asilos, creches, prefeituras e outras instituições que são contempladas com projetos de substituição de luminárias, reatores e lâmpadas, entre outros itens. Na Bahia, por exemplo, o tradicional Teatro Castro Alves foi beneficiado em 2017 por esse projeto.

Entre tantas outras iniciativas dessa área, podemos ainda destacar o Festival Tô Ligado na Energia. É um conjunto de ações educativas para escutar e falar com os adolescentes, professores, familiares e a comunidade. Estimula produções artísticas variadas, culminando em uma gincana sobre consumo eficiente e seguro da energia.

O projeto já está implantado na Bahia, em Pernambuco e no Rio Grande do Norte, e beneficiou 8.147 participantes em 2017.

#### *Inovação, Pesquisa E Desenvolvimento*

Os investimentos do Grupo Neoenergia em P&D cumprem o que determina a Lei 9.991/2000, segundo a qual as empresas de Distribuição devem separar 0,5% da sua receita operacional líquida (ROL) para investir em Pesquisa e Desenvolvimento, e mais 0,5% em Eficiência Energética (EE). Já as empresas de Geração e de Transmissão são obrigadas a aplicar 1% de sua ROL apenas em P&D. Esses investimentos são regulados pela Aneel.

Os projetos giram em torno de cinco temas estratégicos: Redes Inteligentes (Smart Grid); Qualidade e Confiabilidade; Segurança de Instalações e de Pessoas; Combate às Perdas; e Sustentabilidade do Negócio. São eles que norteiam a prospecção e o desenvolvimento das ações de P&D. Além de uma equipe de gestão composta por 16 profissionais, a área de P&D conta com mais de 80 profissionais de diversas áreas da empresa, que atuam como pesquisadores nos projetos desenvolvidos pelo grupo. A seguir, alguns destaques de 2017.

O projeto de P&D em desenvolvimento considerado como o mais ambicioso do Grupo Neoenergia é o de "Desenvolvimento de Tecnologia Nacional para Redes Inteligentes". Na primeira etapa do projeto, iniciada em 2016, participam três distribuidoras (Coelba, Celpe e Cosern). Essa primeira etapa terá a duração de três anos, ao custo de cerca de R\$ 28 milhões. Até novembro/17, já haviam sido investidos R\$ 12,3 milhões no projeto.

Em 2017, também foi aprovada a proposta para o Projeto "Desenvolvimento de Tecnologia para Redes Elétricas Inteligentes –

Infraestrutura (etapa 2)". Iniciado em dezembro de 2017, esse projeto tem como objetivo o desenvolvimento de seis protótipos de um concentrador de comunicação, 40 gateways e 40 modems com módulos criptográficos que possibilitarão a comunicação segura dos dispositivos que compõem as Redes Inteligentes. O desenvolvimento desse projeto foi motivado pela necessidade de obtenção de soluções economicamente viáveis para as distribuidoras da Neoenergia, que possam contribuir para melhorar os indicadores da Qualidade do Serviço, a Redução de Perdas e melhoria da Segurança da rede elétrica. As Redes Elétricas Inteligentes dependem de uma estrutura de comunicação confiável, segura e disponível para conectar os dispositivos da rede de distribuição aos seus respectivos sistemas. A integração de diversos meios de comunicação em um único equipamento, assim como a interoperabilidade na comunicação e a segurança contra ataques cibernéticos, tornará esse produto aplicável a qualquer empresa distribuidora. Os investimentos previstos para esse projeto são da ordem de R\$ 17 milhões.

A Celpe deu início em 2017 a cinco projetos, sendo um deles relacionado ao armazenamento de energia em Fernando de Noronha. O projeto foi iniciado em julho de 2017 e deverá ser concluído em 48 meses, com investimentos superiores a R\$ 21 milhões. O objetivo é desenvolver metodologia para a otimização de gerenciamento de sistema híbrido de geração de energia fotovoltaica, diesel e sistema de armazenamento de energia com tecnologias de baterias, Li-Ion e fluxo de vanádio, baseada e validada em projeto piloto operando em região isolada, a Ilha de Fernando de Noronha.

Com foco na distribuição de energia, o projeto de P&D da Cosern "Avaliação

da Integridade Estrutural dos Postes de Distribuição por meio de Monitoramentos Dinâmicos", iniciado em janeiro de 2017, foi criado para solucionar um problema identificado a partir de vistorias em postes nas ruas. Ao realizarem trabalhos de manutenção nas redes de energia, os técnicos notaram que, em determinadas situações, mesmo com a inspeção visual, os danos nas estruturas dos equipamentos não eram detectados. O objetivo deste projeto é produzir um sistema capaz de avaliar a integridade dos postes a partir de sensores, modelos matemáticos e um aplicativo de diagnóstico. Serão investidos R\$ 3,6 milhões.

Na Elektro Redes, o destaque é o projeto Cidade Inteligente Elektro. Com foco em testar novas tecnologias e novas formas de operação baseadas nos conceitos de medição e redes inteligentes, a Elektro Redes desenvolveu em parceria com institutos de Tecnologia e fornecedores o protótipo Cidade Inteligente, visando à evolução das interações entre clientes e distribuidoras de energia elétrica, bem como eficiência em suas operações. O projeto teve início em maio de 2013 com a finalidade de ser utilizado como um grande teste das novas tecnologias smart grids e foi desenvolvido no município de São Luiz do Paraitinga (SP), contemplando a aplicação de tecnologias, soluções inovadoras para automação e operação da rede de energia envolvendo geração distribuída, telemedicação, inserção de veículos elétricos e oferta de novos serviços. Os estudos permitiram melhor avaliação dos efeitos das novas tecnologias para uma possível expansão nas demais localidades que a empresa atende.

#### *Meio Ambiente*

Em 2017, o Grupo Neoenergia atualizou sua Política Socioambiental, documento que norteia a tomada de decisão de suas empresas na adoção

de práticas sustentáveis nos processos, produtos e serviços relacionados às atividades de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica.

A Política ratifica a proteção ao meio ambiente como fator importante para a sustentabilidade dos negócios da Neoenergia, devendo ser contemplada desde o planejamento à execução de suas atividades. Além disso, delega a todos os profissionais, fornecedores e prestadores de serviço do Grupo e de suas empresas controladas, o cumprimento dos compromissos estabelecidos na Política.

Dentre os princípios estabelecidos no documento estão: redução dos impactos socioambientais; conservação da biodiversidade, dos recursos naturais, do patrimônio histórico-cultural e das comunidades protegidas e tradicionais; integridade e cumprimento à Lei; compromisso com a melhoria contínua; comunicação com os stakeholders para promoção da sustentabilidade; e engajamento e inovação.

#### *Prêmios E Reconhecimentos*

##### *Prêmio Época Empresa Verde*

Concedido pela Revista Época, a iniciativa premiou o projeto pioneiro no Brasil que permite gerar energia elétrica renovável a partir de biogás proveniente de resíduos sólidos. A usina de geração alternativa funciona no Shopping Camará, no município de Camaragibe, Região Metropolitana do Recife, e tem potência instalada de 30 kW.

##### *Empresa Pró-Ética*

Pelo segundo ano consecutivo, a Neoenergia conquistou o Selo de Empresa Pró Ética, concedido pelo Instituto Ethos e a Controladoria-Geral da União. Das 375 organizações inscritas, apenas 23 foram reconhecidas. O prêmio atesta que Programa de Integridade da

Neoenergia está aderente à legislação brasileira e às melhores práticas de compliance.

##### *Prêmio Aberje*

A Neoenergia levou a premiação nacional da Aberje, (Associação Brasileira de Comunicação Empresarial), na categoria Comunicação de Programas Voltados à Sustentabilidade Empresarial, com o case "As aventuras eletrizantes de Paxuá e Paramim", projeto em parceria com o artista Carlinhos Brown.

##### *Prêmio Latin American Counsel Awards*

O Grupo Neoenergia ficou entre os quatro melhores na categoria "Litigation".

##### *Você S.A*

Eleita pela primeira vez uma das Melhores empresas para se trabalhar do Brasil.

##### *Você S.A*

Eleita pela terceira vez consecutiva uma das Melhores Empresas para iniciar a carreira no Brasil.

## 12. SAÚDE E SEGURANÇA

O Valor nº 1 do Grupo Neoenergia é a Segurança - Colocamos as vidas das pessoas em primeiro lugar – valor no qual os colaboradores entendem e reconhecem ser a prioridade da Companhia.

As empresas do Grupo Neoenergia possuem Sistema de Gestão de Saúde e Segurança que objetiva promover a cultura de prevenção de acidentes, por meio de controle de riscos e seus respectivos impactos, de modo a garantir o cumprimento dos requisitos legais, do comportamento seguro e o alinhamento com suas políticas.

O fortalecimento da cultura da segurança é realizado desde o estabelecimento da Jornada Comportamento Seguro, programa criado em 2014, para propagar uma mudança cultural pela valorização da

vida. Dentre as componentes deste programa, estão as observações comportamentais para identificar desvios – como reação e posição das pessoas, uso de equipamentos de proteção individuais e coletivos, ferramentas e equipamentos – e modificar processos, na busca pela meta do acidente zero; Diálogos de Estratégia, Segurança e Comportamento (DESC), e reuniões de comitês de segurança, realizadas mensalmente, onde são analisadas performance dos indicadores reativos e proativos.

Além dos seus colaboradores que compõem toda a força de trabalho, a Companhia realiza ações de segurança para a população, tais como treinamento sobre instalações elétricas para profissionais da construção civil, palestras sobre o uso seguro e eficiente de energia elétrica em escolas, divulgação maciça em todos os veículos sobre o uso seguro e eficiente de energia elétrica e campanhas educativas nas redes sociais. Ademais, os fornecedores que são contratados, para acessarem a ferramenta de cadastro de seus empregados, são obrigados a ler e aceitar a Política de Saúde e Segurança.

Com essas ações, dentre outras, a empresas do Grupo Neoenergia esperam alcançar o nível de Saúde e Segurança de uma organização de classe mundial, onde a prática de comportamentos seguros seja um compromisso de todos.

## 13. OUTROS DESTAQUES

### 13.1. Rating

#### 13.1.1. Standard & Poor's

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.

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

Em 24 de janeiro de 2018, a Standard & Poor's – S&P reafirmou os ratings de crédito corporativo de longo prazo 'BB-' na escala global e os de longo e curto prazos 'brAA-/brA-1+' na Escala Nacional Brasil atribuídos à Neoenergia e suas subsidiárias em 12 de janeiro de 2018. A perspectiva dos ratings corporativos permanece estável.

Rating Corporativo - Escala Nacional	2016	2017	2018
<b>NEOENERGIA</b>	<b>AA-</b>	<b>AA-</b>	<b>AA-</b>
Perspectiva	Negativa	Negativa	Estável
<b>COELBA</b>	<b>AA-</b>	<b>AA-</b>	<b>AA-</b>
Perspectiva	Negativa	Negativa	Estável
<b>CELPE</b>	<b>AA-</b>	<b>AA-</b>	<b>AA-</b>
Perspectiva	Negativa	Negativa	Estável
<b>COSERN</b>	<b>AA-</b>	<b>AA-</b>	<b>AA-</b>
Perspectiva	Negativa	Negativa	Estável
<b>ELEKTRO REDES</b>	<b>AA-</b>	<b>AA-</b>	<b>AA-</b>
Perspectiva	Negativa	Negativa	Estável
<b>ITAPEBI (Rating de Emissão)</b>	A+	A+	-
<b>TERMOPE (Rating de Emissão)</b>	A+	A+	A+
<b>NC Energia (Rating de Emissão)</b>	A+	A+	A+

#### 13.1.2. Fitch

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

Para Calango 6, em 18 de janeiro de 2016, a Fitch atribuiu a nota A+, com perspectiva estável. Em 16 de junho a agência colocou essa nossa de crédito

em observação positiva. E em 05 de janeiro de 2018, a Fitch elevou o rating para AA-, com perspectiva estável.

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

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

## 14. AUDITORES INDEPENDENTES

A Companhia, em atendimento à Instrução CVM nº 308, de 14/05/1999, celebrou em 30/06/2017 contrato de prestação de serviços de auditoria contábil com a KPMG Auditores Independentes em substituição à ERNST & YOUNG Terco Auditores Independentes S.S., tendo em vista o término dos serviços contratados. Assim, as Informações Trimestrais – ITR da Companhia, relativas ao segundo trimestre de 2017, já foram revisadas pela KPMG.

Durante o ano de 2017 essas empresas prestaram os seguintes serviços de auditoria e serviços relacionados a auditoria: serviços de revisões das informações financeiras trimestrais, serviços de auditoria das Demonstrações Financeiras anuais, alguns serviços relativos à Procedimentos Previamente Acordados de uso específico da empresa, sendo todos esses serviços avaliados em relação a natureza e riscos de conflitos de interesse, e que em nossa avaliação esses serviços não trouxeram nenhum risco a independência.

A política da Companhia para contratação de outros serviços de seus

auditores externos se fundamenta nos princípios que preservam a independência do auditor e consistem em: (a) o auditor não deve auditar seu próprio trabalho, (b) o auditor não deve exercer funções gerenciais na Companhia e (c) o auditor não deve promover os interesses da Companhia.

A Companhia obtém de seu auditor independente, ao menos anualmente, comunicação a respeito de todos os relacionamentos entre os auditores independentes e a entidade auditada, que possam razoavelmente comprometer a sua independência.

Ambas as empresas, EY e KPMG, não prestaram serviços não relacionados à auditoria no exercício de 2017.

## 15. AGRADECIMENTOS

A NEOENERGIA agradece aos seus acionistas, aos Senhores membros dos Conselhos de Administração e Fiscal, aos nossos clientes e fornecedores, aos nossos Governos Municipais, Estadual e Federal e demais autoridades, às Agências Reguladoras e aos Agentes do Setor pela confiança depositada no ano de 2017 e especialmente aos seus colaboradores pela dedicação e empenho na busca das metas estabelecidas.

## 16. BALANÇO SOCIAL

BALANÇOS SOCIAIS PARA OS EXERCÍCIOS FIMOS  
EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017 E 31 DE DEZEMBRO DE 2016 (INFORMAÇÃO ADICIONAL)

1 - BASE DE CÁLCULO	2017				2016 (Reclassificado)			
	R\$ mil				R\$ mil			
Receita Líquida (RL)	20.517.519				14.839.697			
Resultado Operacional (RO)	2.115.376				1.857.425			
Folha de Pagamento Bruta (FPB)	1.004.560				706.876			
Valor Adicionada Total (VAT)	13.526.783				13.587.114			
2 - INDICADORES SOCIAIS INTERNOS	R\$ mil	% sobre FPB	% sobre RL	% sobre VAT	R\$ mil	% sobre FPB	% sobre RL	% sobre VAT
Alimentação	72.279	7,20%	0,35%	0,53%	48.943	6,92%	0,33%	0,36%
Encargos sociais compulsórios	196.225	19,53%	0,96%	1,45%	180.949	25,60%	1,22%	1,33%
Previdência privada *	(63.313)	-6,30%	-0,31%	-0,47%	(57.310)	-8,11%	-0,39%	-0,42%
Saúde	133.287	13,27%	0,65%	0,99%	74.776	10,58%	0,50%	0,55%
Segurança e saúde no trabalho	14.163	1,41%	0,07%	0,10%	9.374	1,33%	0,06%	0,07%
Educação	2.591	0,26%	0,01%	0,02%	1.925	0,27%	0,01%	0,01%
Cultura	244	0,02%	0,00%	0,00%	619	0,09%	0,00%	0,00%
Capacitação e desenvolvimento profissional	12.227	1,22%	0,06%	0,09%	5.490	0,78%	0,04%	0,04%
Creches ou auxílio-creche	9.664	0,96%	0,05%	0,07%	7.530	1,07%	0,05%	0,06%
Esporte	484	0,05%	0,00%	0,00%	350	0,05%	0,00%	0,00%
Transporte	3.491	0,35%	0,02%	0,03%	1.842	0,26%	0,01%	0,01%
Participação nos lucros ou resultados	115.960	11,54%	0,57%	0,86%	55.290	7,82%	0,37%	0,41%
Outros	8.995	0,90%	0,04%	0,07%	3.099	0,44%	0,02%	0,02%
<b>Total - Indicadores sociais internos</b>	<b>506.297</b>	<b>50,40%</b>	<b>2,47%</b>	<b>3,74%</b>	<b>332.876</b>	<b>47,09%</b>	<b>2,24%</b>	<b>2,45%</b>
3 - INDICADORES SOCIAIS EXTERNOS	R\$ mil	% sobre RO	% sobre RL	% sobre VAT	R\$ mil	% sobre RO	% sobre RL	% sobre VAT
Educação	9.491	0,94%	0,05%	0,07%	2.155	0,12%	0,01%	0,02%
Cultura	64.744	6,45%	0,32%	0,48%	60.469	3,26%	0,41%	0,45%
Saúde e Saneamento	632	0,06%	0,00%	0,00%	651	0,04%	0,00%	0,00%
Esporte	529	0,05%	0,00%	0,00%	528	0,03%	0,00%	0,00%
Combate à fome e segurança alimentar	-	0,00%	0,00%	0,00%	17	0,00%	0,00%	0,00%
Desenvolvimento Social	798.288	79,47%	3,89%	5,90%	488.425	26,30%	3,29%	3,59%
Pesquisa e Desenvolvimento Tecnológico	77.154	7,68%	0,38%	0,57%	51.581	2,78%	0,35%	0,38%
Outros	1.042	0,10%	0,01%	0,01%	1.862	0,10%	0,01%	0,01%
<b>Total das Contribuições para a Sociedade</b>	<b>951.882</b>	<b>94,76%</b>	<b>4,64%</b>	<b>7,04%</b>	<b>605.687</b>	<b>32,61%</b>	<b>4,08%</b>	<b>4,46%</b>
Tributos (Exceto o Encargos Sociais)	8.243.359	820,59%	40,18%	60,94%	6.941.630	373,72%	46,78%	51,09%
<b>Total - Indicadores sociais externos</b>	<b>9.195.241</b>	<b>915,35%</b>	<b>44,82%</b>	<b>67,98%</b>	<b>7.547.317</b>	<b>406,33%</b>	<b>50,86%</b>	<b>55,55%</b>
4 - INDICADORES AMBIENTAIS	R\$ mil	% sobre RO	% sobre RL	% sobre VAT	R\$ mil	% sobre RO	% sobre RL	% sobre VAT
Investimentos relacionados com a operação da empresa	593.235	59,05%	2,89%	4,39%	491.436	151,52%	19,75%	21,40%
Investimento em programas e/ou projetos externos	52.714	5,25%	0,26%	0,39%	59.055	3,18%	0,40%	0,43%
<b>Total dos investimentos em meio ambiente</b>	<b>645.949</b>	<b>64,30%</b>	<b>3,15%</b>	<b>4,78%</b>	<b>550.491</b>	<b>154,70%</b>	<b>20,15%</b>	<b>21,83%</b>
Quantidade de processos ambientais, administrativos e judiciais movidos contra a entidade	82				118			
Valor das multas e das indenizações relativas à matéria ambiental, determinadas administrativamente e/ou judicialmente	69				357			
Passivos e contingências ambientais	19				4			
Quanto ao estabelecimento de <b>metas anuais</b> para minimizar resíduos, o consumo em geral na produção/operação e aumentar a eficácia na utilização de recursos naturais, a empresa:	( ) Não possui Metas	( ) Cumpre de 0 a 50%	( ) Cumpre de 51 a 75%	(x) Cumpre de 76 a 100%	( ) Não possui Metas	( ) Cumpre de 0 a 50%	( ) Cumpre de 51 a 75%	(x) Cumpre de 76 a 100%
5 - INDICADORES DO CORPO FUNCIONAL	2017				2016 (Reclassificado)			
Nº de empregados(as) ao final do período	10.073				5.737			
Nº de admissões durante o período	1.317				767			
Nº de desligamentos durante o período	701				409			
Nº de empregados(as) terceirizados	26.490				22.261			
Nº de estagiários(as)	427				434			
Nº de empregados acima de 45 anos	1.858				1.364			
Nº de empregados por faixa etária, nos seguintes intervalos:								
menores de 18 anos	3				0			
de 18 a 35 anos	5.210				2.972			
de 36 a 60 anos	4.777				2.711			
acima de 60 anos	83				54			
Nº de empregados por nível de escolaridade, segregado por:								
analfabetos	0				0			
com ensino fundamental	75				186			
com ensino médio	4.524				1.699			
com ensino técnico	1.911				1.497			
com ensino superior	2.836				1.853			
pós-graduados	727				502			
Nº de empregados por sexo:								
homens	8.144				4.343			
mulheres	1.929				1.394			
% de cargos de chefia por sexo:								
homens	77%				76%			
mulheres	23%				24%			
Nº de negros(as) que trabalham na empresa	1.362				398			
% de cargos de chefia ocupados por negros(as)	2%				6%			
Nº de empregados portadores(as) de deficiência ou necessidades especiais	343				237			
Remuneração bruta segregada por:								
Empregados	485.910				395.833			
Administradores	35.588				18.184			
Terceirizados	0				0			
Autônomos	0				0			

6 - INFORMAÇÕES RELEVANTES QUANTO AO EXERCÍCIO DA CIDADANIA EMPRESARIAL	2017			2016 (Reclassificado)		
Relação entre a maior e a menor remuneração na empresa	223			169		
Nº total de acidentes de trabalho	35			40		
Os projetos sociais e ambientais desenvolvidos pela empresa foram definidos por:	<input type="checkbox"/> direção	<input checked="" type="checkbox"/> direção e gerência	<input type="checkbox"/> todos (as) os empregados (as)	<input type="checkbox"/> direção	<input checked="" type="checkbox"/> direção e gerência	<input type="checkbox"/> todos (as) os empregados (as)
Os padrões de segurança e salubridade no ambiente de trabalho foram definidos por:	<input type="checkbox"/> direção e gerência	<input checked="" type="checkbox"/> todos(as) + CIPA	<input type="checkbox"/> todos (as) os empregados (as)	<input type="checkbox"/> direção e gerência	<input checked="" type="checkbox"/> todos(as) + CIPA	<input type="checkbox"/> todos (as) os empregados (as)
Quanto à liberdade sindical, ao direito de negociação coletiva e à representação interna dos(as) trabalhadores(as), a empresa:	<input type="checkbox"/> não se envolve	<input type="checkbox"/> segue as normas da OIT	<input checked="" type="checkbox"/> incentiva e segue a OIT	<input type="checkbox"/> não se envolve	<input type="checkbox"/> segue as normas da OIT	<input checked="" type="checkbox"/> incentiva e segue a OIT
A previdência privada contempla:	<input type="checkbox"/> direção	<input type="checkbox"/> direção e gerência	<input checked="" type="checkbox"/> todos (as) os empregados (as)	<input type="checkbox"/> direção	<input type="checkbox"/> direção e gerência	<input checked="" type="checkbox"/> todos (as) os empregados (as)
A participação nos lucros ou resultados contempla:	<input type="checkbox"/> direção	<input type="checkbox"/> direção e gerência	<input checked="" type="checkbox"/> todos (as) os empregados (as)	<input type="checkbox"/> direção	<input type="checkbox"/> direção e gerência	<input checked="" type="checkbox"/> todos (as) os empregados (as)
Na seleção dos fornecedores, os mesmos padrões éticos e de responsabilidade social e ambiental adotados pela empresa:	<input type="checkbox"/> não são considerados	<input type="checkbox"/> são sugeridos	<input checked="" type="checkbox"/> são exigidos	<input type="checkbox"/> não são considerados	<input type="checkbox"/> são sugeridos	<input checked="" type="checkbox"/> são exigidos
Quanto à participação das empregadas em programas de trabalho voluntário, a empresa:	<input type="checkbox"/> não se envolve	<input checked="" type="checkbox"/> apóia	<input type="checkbox"/> organiza e incentiva	<input type="checkbox"/> não se envolve	<input type="checkbox"/> apóia	<input checked="" type="checkbox"/> organiza e incentiva
<b>Contencioso Cível:</b>						
<b>Nº total de reclamações e críticas de consumidores(as):</b>						
Na Empresa	709.488			148.037		
No Procon	3.339			1.920		
Na Justiça	43.328			44.697		
<b>% das reclamações e críticas solucionadas:</b>						
Na Empresa	100%			96%		
No Procon	90%			58%		
Na Justiça	117%			54%		
<b>Montante de multas e indenizações a clientes, determinadas por órgãos de proteção e defesa do consumidor ou pela Justiça</b>	142.482			92.200		
Ações empreendidas pela entidade para sanar ou minimizar as causas das reclamações:	Revisão da Norma e procedimentos internos para padronizar a tratativa das reclamações nas empresas do Grupo  Recertificação ISO 9001 no processo de registro e tratamento de notas de reclamações.  Divulgação no site e redes sociais de um simulador de consumo, evitando reclamações improcedentes de consumo dos cliente			Certificação da ISO 9001 para atender um dos requisitos instituídos pela ANEEL no processo de premiação da Melhor Ouvidoria do Brasil.  Implantação da Central do Cliente, visando a antecipação às demandas dos clientes e melhoria da satisfação, sempre com o lema: + Próximo + Fácil + Ágil.  Atualização de modelos de cartas para respostas das reclamações.		
<b>Contingências e passivos trabalhistas:</b>						
<b>Número de processos trabalhistas:</b>						
movidos contra a entidade	1.988			2.183		
julgados procedentes	700			1.064		
julgados improcedentes	433			279		
<b>Valor total de indenizações e multas pagas por determinação da justiça</b>	<b>142.609</b>			<b>48.328</b>		
<b>Valor Adicionado total a distribuir (em mil R\$)</b>	<b>13.526.783</b>			<b>13.587.114</b>		
<b>Distribuição do Valor Adicionado (DVA):</b>						
Ao Governo (%)	62%			52%		
Aos Colaboradores (%)	7%			5%		
Aos Acionistas (%)	3%			3%		
A terceiros (%)	28%			40%		

**7 - OUTRAS INFORMAÇÕES**

CNPJ: 01.083.200/0001-18

 Para esclarecimento sobre as informações declaradas: **Fone:** (21) 3235-9501 **E-mail:** henrique.sloboda@neoenergia.com

Esta empresa não utiliza mão-de-obra infantil ou trabalho escravo, não tem envolvimento com prostituição ou exploração sexual de Nossa empresa valoriza e respeita a diversidade interna e externamente.

Informações não examinadas pelos auditores independentes.

\* Reversão da reserva superavitária do plano de previdência.

## **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 exercício e utilizadas pela Administração na gestão da Companhia, estão evidenciadas neste documento e na Informação Contábil Anual.

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.



**NEOENERGIA S.A.**  
**EARNINGS | 2017**

## CONTENTS

---

MESSAGE FROM THE CHAIRMAN OF THE BOARD OF DIRECTORS.....	
HIGHLIGHTS.....	
1. NEOENERGIA.....	
1.1. History.....	
1.2. Shareholder structure.....	
2. ECONOMIC ENVIRONMENT.....	
3. REGULATORY ENVIRONMENT.....	
3.1. Distribution.....	
3.1.1. Overcontracting of Electricity.....	
3.1.2. Distribution Tariffs.....	
3.1.3. Energy Development Account – CDE.....	
3.1.4. Tariff Flags.....	
3.2. Generation.....	
4. NETWORKS.....	
4.1. Our DISTRIBUTORS.....	
4.1.1. Operating Performance.....	
4.1.2. Losses.....	
4.1.3. Collection.....	
4.2. Our TRANSMISSION COMPANIES.....	
4.2.1. Transmission companies being implemented.....	
5. LIBERALIZED BUSINESSES.....	
5.1. Our Power Plants.....	
5.1.1. Plants under construction.....	
5.2. Our Trading Companies.....	
5.2.1. NC Energia.....	
5.2.2. Elektro Comercializadora.....	
6. RENEWABLES.....	
6.1. Our wind farms.....	
6.1.1. Wind Farms under construction.....	
7. INVESTMENTS.....	
8. CONSOLIDATED ECONOMIC-FINANCIAL PERFORMANCE.....	
8.1. Income for the period.....	

---

8.2.	EBITDA.....	
8.2.1.	EBITDA Reconciliation.....	
8.2.2.	EBITDA and EBITDA Margin.....	
8.2.3.	EBITDA evolution.....	
8.3.	Operating Revenue.....	
8.3.1.	Gross Operating Revenue.....	
8.3.2.	Deductions from Gross Revenue.....	
8.3.3.	Net Operating Revenue.....	
8.4.	Operating Costs and Expenses.....	
8.5.	Financial Results.....	
9.	INDEBTEDNESS.....	
9.1.	Debt Profile.....	
10.	MANAGEMENT PRACTICES.....	
10.1.	Governance Structure.....	
10.2.	Shareholders' Rights and Dividends Policy.....	
10.3.	Investor Relations.....	
10.4.	Integrity and Ethics.....	
10.5.	Risk Management.....	
11.	ENVIRONMENTAL RESPONSIBILITY.....	
12.	HEALTH AND SAFETY.....	
13.	OTHER HIGHLIGHTS.....	
13.1.	Rating.....	
13.1.1.	Standard & Poor's.....	
13.1.2.	Fitch.....	
14.	INDEPENDENT AUDITORS.....	
15.	ACKNOWLEDGEMENTS.....	
16.	BALANCE SHEET.....	

---

## MESSAGE FROM THE CHAIRMAN OF THE BOARD OF DIRECTORS

---

To our Shareholders,

The year of 2017 will be remembered as the beginning of a great transformation for Neoenergia Group. With Elektro incorporation, on August, we became the bigger private group in Brazilian electricity sector regarding client's volume. Our four distributors (Coelba, Celpe, Cosern and Elektro) provide energy to over 13.5 million consumption unities, an universe of 34 million people – almost 20% of Brazilian population. In Generation, we have 4.3 GW installed capacity, both in operation and under construction. The regulatory assets basis is R\$ 15 billion, the largest among Brazil and Latin America private sector players. We are present in 16 Brazilian states and our bias is a sustainable growth.

Following a successful partnership built in the last 20 years with Banco do Brasil and PReVI, with Elektro incorporation, Neoenergia presents a new shareholder structure, in which Iberdrola is now the controller. Iberdrola's compromise in Brazil is clear, historical and consistent: Neoenergia is the only investment vehicle in the country. In 2017, Neoenergia investments, including the amount invested in its affiliated companies reached R\$4.4 billion – an increase of over 50% when compared to 2016. This investment level shall be maintained for the next years, especially considering the six transmission lines (total 1,600 kilometers) and nine wind farms (281.4MW) earned in April and December auctions. We still have a lot to improve.

Our economic-financial results show a strong and consistent growth when compared to 2016. Net Revenue presented a 38.26% increase and reached R\$ 20.5 billion. EBITDA (earnings before interest, taxes, depreciation and amortization) showed a 14.9% positive variation and ended 2017 with R\$ 3 billion. Profit went from R\$ 303 million in 2016 to R\$ 406 million in 2017, an increase of 34%. These are numbers that encourage us to keep investing in the quality of our services and in the electricity infrastructure expansion that Brazil needs.

For Neoenergia Group, the compromise to invest in the country is inextricable from a rigorous ethical actuation and the most stringent governance policies and sustainability. For the second consecutive time, we conquered the Pró-Ethical Stamp, granted by the Officer of the Comptroller General and the Ethos Institute, attesting that our Integrity Program is aligned to the Brazilian laws and comparable to the best compliance practices.

Regarding Sustainability, Neoenergia follows Iberdrola Group's patterns, internationally recognized as a leader in the matter of climatic changes combat. In 2017, we renewed our compromise regarding the ONU Global Pact Ten Principles, an initiative that incentivates an actuation based on respect to human rights, labour rights, ambiental preservation and corruption combat. We also conquered the Green Company Época Prize, awarded by Época Magazine, with a project that permits to generate renewable electric energy from biogas originated by solid in Camaragibe, Recife Metropolitan Region.

We count on the talent of our workforce to celebrate all these achievements, in a work environment that allows the exchange of ideas and cooperation between teams. In

2017, Neoenergia was elected for the first time one of the best companies to work, and for the third consecutive time one of the best companies to start a career in Brazil, both by Guia Você S.A.

It is with great pride that I present our 2017 results. And I want to leave a word that encourages us to face the new challenges that will come: commitment.

## HIGHLIGHTS

<b>Economic and Financial Results - R\$ thousands<sup>(1)</sup></b>	<b>2017</b>	<b>2016</b>	<b>Variation %</b>
Gross operating revenue	29,705,905	22,199,181	33.82
Net operating revenue	20,517,519	14,839,697	38.26
Net operating margin	3,558,662	3,255,092	9.33
EBITDA	3,086,294	2,686,412	14.89
Financial income	(1,385,855)	(1,296,614)	6.88
Profit Attributed to Controller Shareholders	406,088	302,869	34.08
Profit Attributed to Minority Shareholders	45,441	51,434	(11.65)
Net Profit (loss)	451,529	354,303	27.44
Operating margin (%)	17.34%	21.94%	(4.59)
EBITDA margin (%)	15.04%	18.10%	(3.06)
Net margin (%)	1.98%	2.04%	(0.06)
<b>Other results</b>	<b>2017</b>	<b>2016</b>	<b>Variation %</b>
Volume supplied to captive market (GWh)	35,515	33,378	6.40
Electricity consumed in the concession area (GWh)	44,575	38,535	15.68
Number of customers (thousands)	13,577	10,831	25.35
Corporate rating (S&P)	AA-	AA-	-
Investment (R\$ thousand) <sup>(2)</sup>	4,003,754	2,876,394	39.19
<b>Balance Sheet information - R\$ thousands<sup>(1)</sup></b>	<b>Dec/17</b>	<b>Dec/16</b>	<b>Variation %</b>
Total assets	42,114,499	27,967,404	50.58
Gross debt	17,385,745	11,347,007	53.22
Net Debt <sup>(3)</sup>	13,509,611	9,884,883	36.67
Consolidated shareholders' equity	15,608,354	9,219,765	69.29
Shareholders' equity attributed to controlling shareholder	15,379,053	8,705,816	76.65
<b>Debt ratios</b>	<b>Dec/17</b>	<b>Dec/16</b>	<b>Variation (p.p)</b>
Net Debt/EBITDA <sup>(4)</sup>	4.38	3.68	0.70
EBITDA/Financial Results <sup>(4)</sup>	2.23	2.07	0.16
Net Debt/EBITDA (PROFORMA) <sup>(5)</sup>	3.69	na	-
EBITDA/Financial Results (PROFORMA) <sup>(5)</sup>	2.48	na	-

- **EBITDA in 2017 was R\$3,086 million, an increase of 14.89% (R\$400 million) against 2016.**
- **Net Income in 2017 was R\$451,529 thousand, up by 27.44% against income for 2016 (R\$354,303 thousand).**
- **A positive evolution in 2017 of several of our key indicators over 2016. A reduction in DEC, from 13%, 8% and 10%, respectively, for**

Coelba, Cosern and Elektro Redes. The FEC for Coelba declined by 6%, that of Cosern, by 19%, and 1% in the case of Elektro Redes.

- Reduction in Losses of Elektro Redes (1.19 p.p.) and Cosern (0.32 p.p.).
- Energy (captive + free) distributed, bearing in mind the effect of the merger of Elektro Holding into Neoenergia, reached 44,575 GWh, an increase of 15.68%. Taking Coelba, Celpe and Cosern alone, the volume of energy distributed remained stable in relation to the previous year, at 38,592 GWh.

## 17. NEOENERGIA

**Neoenergia S.A.** ("Neoenergia") is a publicly-held corporation whose purpose is to operate as a holding company, taking equity interests in other companies dedicated to electricity distribution, generation and trading.

### 17.1. History

In 1997, Neoenergia began its investments in the energy distribution segment when it acquired, at a privatization auction, Coelba (Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia), the largest distribution company in Brazil's northeastern region. That same year, the Group also acquired, at a privatization auction, Cosern (Companhia Energética do Rio Grande do Norte), both under a federal concession of 30 years.

In the generation segment, the Company began to expand its operations when it was granted Itapebi, the first plant built by Neoenergia.

In the year 2000, at a privatization auction, Neoenergia acquired CELPE (Companhia Energética do Estado de Pernambuco), and as part of the commitment under the auction, began the construction of the Termopernambuco UTE thermal plant. Also in 2000, given the expectations around the deregulation of the energy market, Neoenergia created the trading company, NC Energia, with the aim of attending to industries, large and small energy generators and services companies interested in buying and selling energy.

In 2004, to take advantage of the synergies in the business and enhance its management, Neoenergia Group underwent a restructuring and implemented a new corporate governance model. The Group began operating with a single executive

management team, with directors of the holding company present in the main subsidiaries, while creating advisory committees to the Board of Directors. The hallmarks of the management model thus implemented were common objectives and the centralization of the corporate functions for the entire group, while maintaining the structure within the companies to comply with regulatory guidelines.

In 2005, Neoenergia was the winner at the auction for the concession to build the Baguari UHE and the Goiandira and Nova Aurora small hydroelectric power plants (PCHs). In August of that same year, Afluente Geração e Transmissão de Energia Elétrica S.A. was created to take over the generation and transmission assets of Coelba, which were split off from the distribution company in response to the process for deverticalizing the Brazilian electricity sector.

In 2006, concessions were acquired to build and operate the Pirapetinga and Pedra do Garrafão PCHs and the Corumbá III and Dardanelos UHEs. And in 2007, Neoenergia received the green light to build the Sítio Grande PCH.

In 2008, Neoenergia was given approval to build the Baixo Iguaçu UHE. Due to environmental permit reasons, the work on this project only began in 2013 and is still in the set-up phase. In that year Pirapetinga and Pedra do Garrafão PCHs and the Baguari and Corumbá UHEs were opened. In the case of transmission, approval was received to build the Narandiba Substation for the purpose of boosting power supplies in the metropolitan region of Salvador. Work began in March 2010 and the substation came on stream in 2011.

In 2010, Neoenergia acquired a 10% stake in the Belo Monte UHE, located on the Xingu River (PA). Concession agreements were also signed for the

transmission facilities of Afluente Transmissão de Energia Elétrica S.A. and the plants of Afluente Geração de Energia Elétrica S.A.

In August of that same year, Neoenergia moved into the alternative sources segment and, together with Elektro Renováveis, at the 2<sup>nd</sup> Alternative Sources auction organized by ANEEL, acquired the right to build nine wind farms. Also in partnership with Elektro Renováveis, Neoenergia built its tenth wind farm, Caetité 1, in Bahia, totaling 288 MW of installed wind power capacity. In October, commercial operations commenced at the Sítio Grande PCH, followed by the PCHs at Goiandira and Nova Aurora.

In December 2010, the right to build and run the Teles Pires UHE was acquired at auction, through the Teles Pires Energia Eficiente Consortium consisting of Neoenergia (50.1%), Furnas (24.5%), Eletrosul (24.5%) and Odebrecht (0.9%). The plant has an installed capacity of 1,820 MW. That same month, a Purchase and Sale Instrument was signed with Iberdrola for the acquisition of the co-generation companies Energyworks and Capuava Energy.

In August 2011, ANEEL granted authorization for the commercial operations of the Dardanelos UHE to come on stream, while in December, in the transmission segment, Neoenergia was awarded the concession for the Extremoz Substation. The purpose of this substation is to meet the growing energy demand in the northern zone of the Natal Metropolitan Region

In June 2012, Neoenergia was awarded the concession to build, operate and maintain the expansion of the Brumado II Substation located in the State of Bahia. In August 2012, Neoenergia, through the Geração Céu Azul S.A. SPE, signed the concession agreement for the Baixo Iguaçu UHE for the term of 35 years.

In 2013, the Mel and Arizona 1 wind farms of Força Eólica do Brasil began commercial operations. In March of that same year, the work on the Caetité 2, Caetité 3, Calango 1, Calango 2, Calango 3, Calango 4 and Calango 5 wind farms was completed, and they were given the "Ready for Commercial Operations" status, which means the construction were concluded and recognized by ANEEL.

In May 2013, at ANEEL transmission auction 001/2013, Neoenergia Group acquired lot G. The Project (Potiguar Sul) consists of the construction and installation of the 500 Kv transmission line connecting the Campina Grande III Substation in Paraíba and the Ceará-Mirim II Substation in Rio Grande do Norte, totaling 196 km of lines.

In 2014, Força Eólica do Brasil, a subsidiary of Neoenergia and Iberdrola Renováveis, came out on top in two other energy auctions for the construction of six new wind farms, three in Rio Grande do Norte and three in Paraíba. These new projects take Neoenergia's wind farms to 16 in Brazil.

In October 2014, the Caetité 1, Caetité 2 and Caetité 3 wind farms commenced commercial operations, once the connection became available. In November 2014, the reservoir of the Teles Pires UHE was filled.

On February 27, 2015, Neoenergia concluded the transaction to purchase the equity holdings of Iberdrola in Coelba and Cosern, of 8.5% and 7.01% respectively.

In 2016, 8 wind farms belonging to Força Eólica do Brasil came on stream, namely Calangos 1 to 5 – which had been in a position to start operations since September 2013, their go-live having been postponed until January 2016 due to the absence of the corresponding transmission system – winners of the 2<sup>nd</sup> Alternative Sources Auction in 2010, and Calango 6, Santana 1 and Santana 2, winners of

the A-3/2014 auction. The Campina Grande III – Ceará Mirim II (Potiguar Sul) 500 Kv transmission line, winner of Transmission Auction 1/2013, also commenced commercial operations that year. Furthermore, three generation units of the Teles Pires UHE acquired commercial operation status, in accordance with Order 2.103/2016-ANEEL. All five generation units of that plant are operating commercially.

In that year occurred the commencement of commercial operations of the seven generation units of the Belo Monte UHE, three of them with a stand-alone potential of 611.10 MW, in the main powerhouse (Orders 965, 1.888 and 2.880/2016-ANEEL) and four with a stand-alone potential of 38.85 MW, at the Pimental site (Orders 1.031, 1.527, 2.109 and 2.909/2016-ANEEL). A further two units, one in each machine room, are undergoing tests (Orders 3.218 and 3.339/2016-ANEEL).

During 2017, the Belo Monte UHE completed the machinery phase at the Pimental site, when generation units 5 and 6 became operational. At the Belo Monte site, a further three generation units became operational (4, 5 and 6), making a total of 6 generation units operating commercially at the site.

On March 17, 2017, Neoenergia concluded the divestment of its equity holdings in five of its companies: (i) Afluente Geração de Energia Elétrica S.A.; (ii) Bahia PCH I S.A.; (iii) Goiás Sul S.A.; (iv) Rio PHC S.A.; and (v) EnergyWorks do Brasil Ltda.

In April 2017, ANEEL approved the outcome of the Periodic Tariff Reviews at CELPE, of 10.47%; the new tariffs came into effect on April 29 and will remain in effect until April 28, 2018.

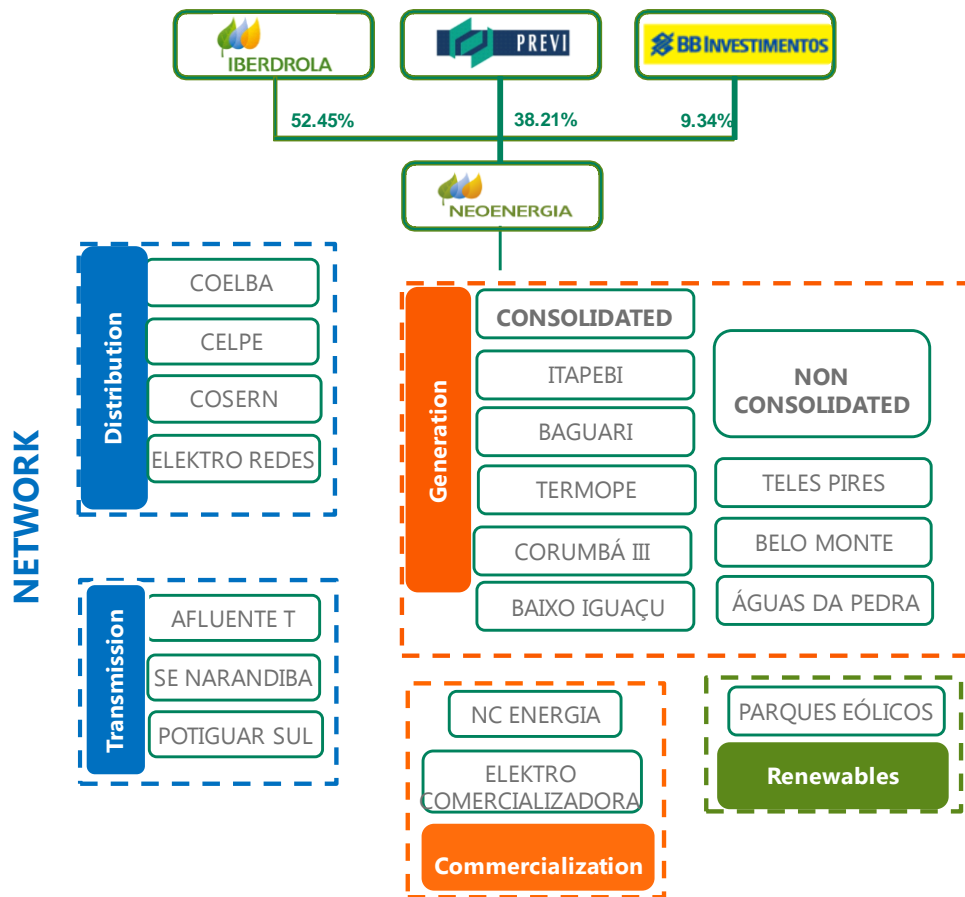
On August 24, 2017, the process for the merger of Elektro Holding S.A. was concluded, consolidating Neoenergia as the benchmark integrated electricity company in Latin America, fruit of the combination of an extensive and diversified generation and distribution platform, now with a presence in distribution in the State of São Paulo, Brazil's most developed state, and in Mato Grosso do Sul.

On December 15, 2017, at Auction 02/2017 for the Concession of a Public Service for the Transmission of Electricity 02/2017, Neoenergia acquired lots 4 and 6, consisting of 4 transmission lines (1,074 km) and 1 substation. At the 05/2017 Generation Auction, referred to as "A-6" of 2017 – held on December 20, 2017 – traded the energy from 9 wind farms, amounting to 281.4 MW contracted.

On December 27, 2017, the Company completed a capital increase of R\$2.6 million; the decision in no way modified the percentages interest held by the shareholders in the Company's capital stock.

## 17.2. Shareholder structure

At December 31, 2017, the shareholder structure of Neoenergia was as follows:



## 18. ECONOMIC ENVIRONMENT

In 2017, the Brazilian economy showed a slight recovery, when compared to the previous two years. Gross Domestic Product - GDP, estimated in the GDP Monitor Bulletin prepared by the Brazilian Economics Institute of the Getúlio Vargas Foundation – Ibre-FGV, ended the year with growth of 1.1% (slightly above the 1.01% predicted by the Focus bulletin of the Central Bank of Brazil – BC), based on the economic activity indicators available for December.

Bearing in mind the preliminary figures for the final days of 2017, the Brazilian government is expecting an improvement of R\$30 billion in the average primary result of R\$159 billion

at the year's end. This improvement in the government's revenue was helped by the salary mass, with a higher real gain in the face of declining inflation. Furthermore, according to the National Treasury Secretariat, the government is counting on surplus funds to comply with the "golden rule" (a constitutional provision that seeks to prevent public indebtedness for payment of current expenses) of the public accounts in 2017, proving once again the recovery in revenues and pointing to an important reduction in the primary deficit of the Central Government Central (Treasury, BC and Social Security), which should come in at under R\$130 billion. This points to a possible way forward for balancing the governments accounts and an upturn in the economy.

According to BC data, the Brazil Commodities Index - IC-Br, consisting of the prices in Reais (R\$) of agricultural, metal and energy commodities, ended 2017 down by 0.39%. This means that the raw materials influencing inflation ended the year with depreciation.

In the same vein, in 2017, the National Consumer Price Index – Broad Concept - IPCA stood at 2.95% (less than the 6.29% of 2016), while the General Market Price Index– IGP-M was down by 0.52% in 2017 (having risen by 7.17% in 2016). The former, disclosed by the Brazilian Institute of Geography and Statistics – IBGE, was affected primarily by the atypical behavior of food prices, which account for 24.71% of the index, and which experiences a record drop of 2.40% for the year. The latter, prepared by the FGV, was affected by the 2.55% decline in the Producer Price Index – Broad Concept - IPA, which accounts for 60% of the IGP-M, thanks to the 12.99% drop in farm products.

In the case of energy, the auctions held were the driver of a significant increase in disbursements by the National Economic and Social Development Bank – BNDES in the infrastructure segment in 2017. The bank disbursed R\$19.83 billion for infrastructure (growth of 13%), of which R\$19.45 billion new projects credit lines (up by 26%). Specifically, in the case of energy, it made available R\$15.46 billion (growth of 52%) for projects, while recording a 69% increase in disbursements, to R\$13.43 billion. The basic cost of the credit facilities provided by the bank, known as the Long-Term Interest Rate (TJLP) started the year at 7.5% (from January to March), remaining for the most part of the period at 7%.

Still on the subject of rates, the performance of Selic-linked investments (the base rate of the Brazilian economy) last year was adversely affected by the decline in the rate, from 13.65% at the end of 2016, to 6.90% at the close of 2017. The same bias affected DI-linked investments which, mirroring the Selic, fell from 13.63% at

the end of 2016, to 6.89% at the close of 2017. The DI (interbank deposit) rate is the rate for trading CDI's (Interbank Certificates of Deposit), and it is calculated based on daily interbank loan transactions so as not to end the day with negative cash positions. Notwithstanding the adverse impact on the profitability of investments linked to the indicator, the decline in the DI rate also benefits debt linked to that rate. Taking the consolidated figures of Neoenergia Group, including Derivative Financial Instruments, on December 31, 2017, 70.6% of our debt was linked to the CDI rate.

## 19. REGULATORY ENVIRONMENT

### 19.1. Distribution

#### 3.1.1. Overcontracting of Electricity

In 2016, the overcontracting situation deteriorated because of the economic crisis. Following discussions between the Brazilian Association of Electricity Distributors – ABRADÉE, the Ministry of Mines and Energy (MME) and ANEEL, several steps were taken during 2016 to mitigate overcontracting by distributors.

Thus, to mitigate the overcontracting position for 2016 and 2017, the Distributors of Neoenergia Group used those mechanisms para to manage their respective portfolios.

As a result, the distributors COELBA, CELPE and COSERN ended 2017 with overcontracting of 6.58%, 3.30% and 3.32%, representing, respectively 150.40 average MW, 52.08 average MW and 20,54 average MW of contractual surpluses. These surpluses are settled within the scope of the CCEE at the PLD price for the respective period. Where overcontracting reaches 5%, the economic effects are passed on to the tariff. The surplus volume may constitute a gain or a loss for our company, depending on the difference between

the PLD price for each period in the respective sub-market, and the average price of the energy contracted. In the case of COELBA, there was a financial gain because of overcontracting in 2017, since the ratio of the PLD to average price favored the distributor.

In the case of Elektro, worthy of note are the events beyond the control of the distributor's management, such as the reduction in energy from the component plants, as a consequence of Decree 9.143/2017. As these are exceptional and unpredictable events, they must be dealt with in the same manner stipulated by ANEEL Normative Resolution 706/16, to guarantee the full pass-through of the energy purchase costs.

### **3.1.2. Distribution Tariffs**

#### **3.1.2.1. 2017 Annual Tariff Adjustment – IRT**

##### **COELBA**

ANEEL Ratifying Resolution 2.222, of April 18, 2017, published in the Federal Official Gazette on April 20, 2017, approved the outcome of the Company's Annual Tariff Adjustment of 6.59%, of which 2.47% represents the economic tariff adjustment economic, and 4.12% the attendant financial components.

Taking as a reference the amounts currently prevailing, the average effect on the tariffs felt by the concessionaire's consumers is 3.00%. The new tariffs took effect on April 22, 2017, effective until April 21, 2018.

##### **COSERN**

ANEEL Ratifying Resolution 2.221, of April 18, 2017, published in the Federal Official Gazette on April 20, 2017, approved the outcome of the Company's Annual Tariff Adjustment of 3.10%, of which 3.35% represents the

economic tariff adjustment economic, and -0.25% the attendant financial components.

Taking as a reference the amounts currently prevailing, the average effect on the tariffs felt by the concessionaire's consumers is 3.38%. The new tariffs took effect on April 22, 2017, effective until April 21, 2018.

##### **ELEKTRO**

ANEEL Ratifying Resolution 2.290, of August 22, 2017, published in the Federal Official Gazette on August 25, 2017, approved the outcome of the Company's Annual Tariff Adjustment of 5.71%, of which 4.82% represents the economic tariff adjustment economic, and 0.89% the attendant financial components.

Taking as a reference the amounts currently prevailing, the average effect on the tariffs felt by the concessionaire's consumers is 10.40%. The new tariffs took effect on August 27, 2017, effective until August 26, 2018.

#### **3.1.2.2. 2017 Periodic Tariff Review – RTP**

##### **CELPE**

ANEEL Ratifying Resolution 2.226, of April 26, 2017, published in the Federal Official Gazette on April 25, 2017, approved the outcome of the Company's Periodic Tariff Review (RTP) of 10.47%, of which 8.36% represents the economic tariff adjustment economic, and 2.11% the attendant financial components.

Taking as a reference the amounts currently prevailing, the average effect on the tariffs felt by the concessionaire's consumers is 7.62%. The new tariffs took effect on April 29, 2017, effective until April 28, 2018.

### **3.1.3. Energy Development Account – CDE**

Expenses with CDE charges consist of several items representing the costs covered by it. In 2015, the Brazilian Association of Major Industrial Consumers of Energy and Free Consumers - ABRACE, obtained early relief, suspending payment of several of those items, interpreting them as unwarranted charging of the CDE-2015 quota. The portion questioned, and which should be excluded from the CDE charge, refers to the expenses involving payment of indemnifications for the concessions renewed, tariff subsidies, exposure of the distributors, expenditures with the purchase of fuel for the thermal plants of stand-alone systems and with setting up the Urucu-Coari-Manaus gas pipeline, and subsidies for the Brazilian coal industry. At the time, under the injunction, ANEEL should have pro-rated the outstanding amount using the criterion for the new calculation of the TUSD or TUST tariffs. When the new tariff came into effect for consumers covered by the injunction, there was naturally a reduction in the CDE charges collected, this loss having been offset at the next tariff adjustment/review.

In 2016, new injunctions were granted by the federal courts, raising the number of major energy consumers for whom payment of part of the CDE costs was suspended. The ruling prevented the inclusion of those consumers in the pro-rating of the CDE quotas, similar to what happened in 2015 para companies affiliated to the ABRACE. So, the grant of the early relief then also benefited the companies of the National Association of Energy Consumers– ANACE; the Brazilian technical Association of the Automated Glass Industries – ABIVIDRO; the Brazilian Association of the Alkaline, Chlorine and Derivatives Industry – ABICLOR; and the Brazilian Chemical Industry Association – ABIQUIM.

In 2017, under Ratifying Resolution 2.202/2017, ANEEL established the annual CDE charge. This resolution was subsequently revoked, and Ratifying Resolution 2.204/17 published, because several portions of the charge continued to be challenged in the courts by the associations, although the cost of the portions in dispute had seen a sharp reduction in costs. During the year, yet another body representing a class of consumers obtained an injunction exempting its associates from payment of part of the CDE quota, this time the National Cement Industry Union – SNIC.

The Officer of the General Counsel of the Federal Government - AGU filed a request with the Superior Court of Justice to suspend the injunction that authorized the member of ABRACE not to pass on part of the payments owed to the CDE, arguing that the ruling violated tariff equality, since it obligates other consumers to cover the funds required for financing the CDE – through higher tariffs – or its forces the Government to cover the difference with funds from the National Treasury. Furthermore, the AGU has made it known that the risk of new court rulings could render the survival of the CDE unfeasible and, as a result, adversely affect the public policies supported by the charge.

The year 2017 ended without a definitive solution for the problem, primarily bearing in mind the CDE charge for 2015 and 2016 which by then had not been charged to the affiliates of the associations mentioned above, years in which the amounts challenged were substantially higher.

### **3.1.4. Tariff Flags**

#### **3.1.4.1. Tariff Flag Amounts**

Starting in January 2015, in accordance with ANEEL Normative Resolution 547/2013, light bills began to be

invoiced according to the Tariff Flag System.

The purpose of this system is to inform consumers if the energy is to cost more or less because of the electricity generation conditions, and it aims to charge the additional costs of thermal generation, the costs of purchasing energy on the short-term market, ESS and hydrological risk.

The system has a three-flag classification that indicates whether the energy will cost more or less, depending on the electricity generation conditions. On February 27, 2015 the tariff flag amounts were defined in accordance with ANEEL Ratifying Resolution 1.859/2015.

In 2016, the amounts and brackets were adjusted under Ratifying Resolution 2.016, of January 26, 2016, in the wake of Public Hearing 081/2015: In February 2017, the amounts were adjusted according to Ratifying Resolution 2.203, of February 14, 2017. Starting in November 2017, the amount of each flag began to be defined in accordance with rulings rendered by the Joint Board at the opening of Public Hearing 61/2017, which exceptionally applied the rules proposed in that PH, as follows:

- Green flag: No tariff increase.
- Yellow flag: Tariffs will increase by R\$0.010 for each kilowatt-hour (kWh) consumed. In other words, R\$1.00 for each 100 KWh consumed, before taxes.
- Red flag level 1: Tariffs will rise by R\$0.030 for each kilowatt-hour (kWh) consumed. In other words, R\$3.00 for each 100 KWh consumed, before taxes.
- Red flag level 2: Tariffs will rise by R\$0.050 for each kilowatt-hour (kWh) consumed. In other words, R\$5.00 for each 100 KWh consumed, before taxes.

Below are the flag amounts triggered in the period from January 2016 to December 2017:

Month	2017	2016
January	Green	Red
February	Green	Red
March	Yellow	Yellow
April	Red Level 1	Green
May	Red Level 1	Green
June	Green	Green
July	Yellow	Green
August	Red Level 1	Green
September	Yellow	Green
October	Red Level 1	Green
November	Red Level 1	Yellow
December	Red Level 1	Green

#### 3.1.4.2. Centralization Account of Tariff Flag Funds – CCRBT

Decree 8.401 of February 4, 2015 rules that the funds arising from applying the tariff flags would revert to the CCRBT, administered by the Electricity Trading Chamber - CCEE. Distribution agents would then assume a creditor or debtor position regarding the centralization account depending on the difference between the actual amounts incurred and the prevailing tariff cover. Monthly calculations produce the addition amount invoiced from the tariff flags, the amount of the exposure incurred by the distributors in the items provided for in Decree 8.401/2015 and, in addition, a net amount is established to be transferred by the distributor to the CRBT account or received by it.

During 2017, the distributors began to receive, in advance, the Amounts Receivable for Parcel A and Other Financial Items, by applying the Tariff Flags

## 19.2. Generation

The Brazilian electricity sector has experienced unfavorable hydrological conditions since 2013, resulting in a sharp reduction in the reservoir levels of the hydroelectric plants, which in 2014 reached the lowest storage levels recorded over the last decade. This situation led the National Electric System Operator to allocate priority to dispatches from the thermal electric plants in an effort to spare hydraulic generation and reservoir levels to the maximum.

The outcome was an increase in the value of the Differences Settlement Price (PLD), the reference for energy trading on the Short-Term Market. The PLD directly affects agents with negative or positive contractual positions in the short-term market, whether generators or distributors.

This scenario led to the financial exposure of generation companies because of the insufficient energy resources allocated by the Energy Reallocation Mechanism (MRE) to honor their energy sales contracts. The MRE is a mechanism that seeks to share energy production among hydroelectric plants proportionately to the physical guarantee of each project, irrespective of its individual production regime. When the MRE plans together do not produce enough energy to meet their physical guarantees, a deficit situation is created – usually referred to by the acronym GSF - Generation Scaling Factor (GSF) – which results in negative financial exposure for those generators.

This situation sparked the search for solutions to mitigate the negative financial impact experienced by the

hydroelectric generators, under the risk of rendering the business continuity of certain agents unviable. To that end, Provisional Measure 688, published on August 18, 2015, later transformed into Law 13.203, published on December 8 of the same year, ruled on the conditions for renegotiating the hydrological risk of electricity generation. The main condition for renegotiating the hydrological risk was payment of a risk premium by the generation agents, to be set by ANEEL, so that this risk can be passed on to energy consumers via the Centralization Account of Tariff Flag Funds.

Thus, on December 11, 2015, ANEEL published Normative Resolution 684 which set out the criteria for consent and the other conditions for generation agents to renegotiate hydrological risk, in addition to the amount of the risk premiums payable by those agents proportionately to the desired level of hydrological risk protection.

At the request of Neoenergia, in January 2016 ANEEL agreed to the renegotiation of the hydrological risk of the Baguari, Corumbá III, Dardanelos and Itapebi plants.

Bearing in mind that the Teles Pires UHE concluded the installation of the machinery at its 5 generation units on August 4, 2016, correspondence was then forwarded to ANEEL requesting renegotiation of the plant's hydrological risk, which received a favorable opinion from the technical areas, confirmed by Technical Note 271/2016-SRM-SRG/ANEEL. This process was forwarded to the Agency's Joint Board, exceptionally responsible for approving this specific request, in the light of the deed of commitment

entered into between the CHTP and ANEEL when they agreed the commercial terms that prevailed during the delay in the Basic Network transmission required to fully run off the energy produced by the plant. It was only on February 14, 2017 that ANEEL issued the Instrument of Renegotiation for Teles Pires under Order 456/2017.

In September 2017, the Belo Monte and Baixo Iguaçu plants requested Renegotiation of the Hydrological Risk, to take effect in 2018. In December 2017, ANEEL issued Orders 4.095/2017 and 4.099/2017, agreeing to the request for renegotiation for both plants, respectively.

In 2017, hydrology remained dismal and prevailing low GSF levels and high PLD amounts in the second half of the year, reaching amounts close maximum in several months. Maximum PLD for 2017 was R\$533.82/MWh. However, all the Group's commercially operating hydroelectric units, with the exception of Belo Monte, already had some kind of hydrological risk renegotiation agreement. This year, NC Energia also signed a sales agreement with Itapebi, in which it assumed the plant's hydrological risk.

Regarding the operation of The National Interconnected System, it must be stressed that there has been a significant increase in the generation of energy arising from wind farms, which now account for approximately 7% of the energy demand in Brazil. On the question of installed capacity, the figure of 12 GW was reached in 2017, representing growth of 25% when compared with the end of 2016. Given the current amount, wind energy now accounts for 8% of the installed

capacity matrix, reflecting the gradual insertion of this source into our matrix.

According to the National Electric System Operator – ONS, on September 14, 2017, the generation of wind energy verified at the Northeastern Region Subsystem was responsible for yet another record, reaching 6,346 average MW. The energy generated by the winds was up by 1,121 average MW in comparison with the record of 2016, when the total generated stood at 5,225 average MW, on November 5. The southern region of the country also produced relevant figures and, in September, attained 1,540 average MW.

Regarding the key sector legislation in 2017, April 18 saw the publication of Normative Resolution 764, setting out the conditions for payment to MRE agents of the cost of displacement of hydroelectric generation arising from thermal generation outside the order of merit of costs caused by electrical and energy reasons and the importation of energy without physical guarantees. Although this Resolution was published in April 2017, no payment was made during the year to the hydroelectric generators. However, on December 19, Order 4.311 was published, determining that the Electricity Trading Chamber – CCEE should recount the period from April to December 2017 on account of the hydroelectric displacement arising from thermal generation for energy reasons. Regarding the displacement caused by electricity reasons and imports with no physical guarantee, on December 23, 2017 ANEEL opened Public Hearing 83 whose deadline for contributions expires on February 5, 2018.

On October 3, 2017 Normative Resolution 784 was published, updating the amounts of the premiums on renegotiations of hydrological risk, whose effectiveness period will commence in 2018. Thus, Baixo Iguaçu and Belo Monte will have to pay the new premium amounts.

In the case of the transmission segment, it is important to highlight the effectiveness of Normative Resolution 729, dated June 28, 2016. It represents a major impact for the transmission companies by setting out the provisions regarding the quality of public electricity transmission facilities associated with the availability and operating capacity of the facilities under the responsibility of transmission concessionaires comprising the basic network. This Resolution revokes and replaces Normative Resolution 270/2007 and introduces modifications in the criteria and procedures for calculating the Variable Portion for Unavailability (PVI), Delays (PVA) and Operational Restrictions (PVRO). Exceptionally, during the second half of this year, because of the operational difficulties faced by the ONS in adapting the computer systems to calculate the PVI values payable by transmission companies, ANEEL determined that the ascertainment of the period from July to December de 2016 should be done only from January 2017.

Still regarding Normative Resolution 729/2016, in July 2017, ANEEL opened Public Hearing 38 for the purpose of improving the regulations. This resulted in the publication of Normative Resolution 782 of September 19, 2017, amending several criteria and methodologies for calculating PV (Variable Portion). Among the more

relevant amendments, we can mention the extinction of the “additional RAP”, which served to remunerate facilities which, at the end of 12 months, showed availability indicators within the benchmarks established by ANEEL in REN 729 and the “Shutdown Duration Standards”, which allowed the facilities of Afluentes T pre-established periods for carrying out “scheduled shutdowns” and “other shutdowns”. It must be stressed that these were benefits which had been applicable to only 3 transmission companies in Brazil, among them Afluentes T, which was one of the reasons that led ANEEL to equate these transmission companies with the others.

ANEEL issues a quarterly Monitoring Report whose purpose is to consolidate information about the progress of several transmission projects pertaining to the Basic Network. These projects are selected based on a criticality matrix that takes into account the size of the project, the expected delay, the systemic importance, the need for environmental permits and the associated generation. Based on the report issued in December of 2017, plus the information contained in the Transmission Management System – SIGET, there were noticeable improvements in the indicators. Of a total of 384 projects, the percentage of projects whose implementation was brought forward or took place within the deadlines notified, rose to 14.32% and 34.11%, respectively, while projects behind schedule declined to 44.53% of the total, representing 171 projects.

Continuing with the highlights of 2017, during the year the Ministry of Mines and Energy opened two important public consultations. The first of them, opened in July 2017, was Public n° 33,

about enhancing the legal framework of the electricity sector. The main points dealt with in this consultation were:

- ✓ Gradual reduction in the limits for captive consumers to migrate to the free market.
- ✓ Reduction in mandatory contracting by consumer agents.
- ✓ Greater coupling between the operation of the system and price formation on the short-term market, including hourly prices and possible alterations to the Energy Relocation Mechanism - MRE.
- ✓ Separation of the collateral from the energy.
- ✓ Dejudicialization of hydrological risk.

The dejudicialization of hydrological risk was the point covered with the greatest impact in the short term. By the end of the year, the publication was expected of a provisional measure to unlock the short-term market, but nothing happened. At the last financial settlement carried out by the Electricity Trading Chamber - CCEE in 2017, referring to transactions for the month of October, R\$5,6 billion referring to the portion of the GSF that was not renegotiated were not settled.

In November 2017, the Ministry of Mines and Energy opened Public Consultation ° 42, referring to the implementation of hourly prices in the short-term market. This consultation took place because of the government's intention to establish hourly prices commencing 2019. The essentially conceptual consultation discusses the necessary amendments to contracts, rules and procedures arising from the hourly price.

## 20. NETWORKS

### 20.1. Our DISTRIBUTORS

Neoenergia Group operates in the distribution segment through its subsidiaries Coelba, in the state of Bahia, Celpe, in the state of Pernambuco and in Paraíba, Cosern, in the states of Rio Grande do Norte and Elektro in the states of São Paulo and Mato Grosso do Sul.

#### COELBA

COELBA holds a concession to distribute electricity in the State of Bahia, operating in 415 of the 417 municipalities in that state.

#### CELPE

CELPE holds the concession to distribute electricity in all 185 municipalities of the state of Pernambuco, including the District of Fernando de Noronha, in addition to the municipality of Pedras de Fogo in Paraíba.

#### COSERN

COSERN holds the concession to develop the public electricity distribution facility across the entire State of Rio Grande do Norte, in its 167 municipalities.

#### ELEKTRO

ELEKTRO has its head offices in the municipality of Campinas, in São Paulo and is a concessionaire of the public facility for the distribution of electricity that serves 228 cities, of which 223 in São Paulo and 5 in Mato Grosso do Sul.

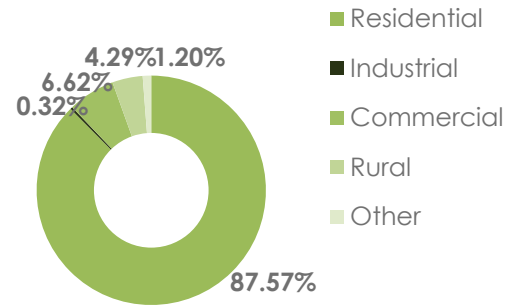
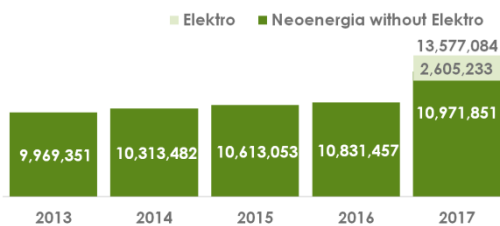
#### 4.1.1. Operating Performance

##### 4.1.1.1. Number of Active Consumers

In 2017, Neoenergia, through the Group's four distributors, reached the figure of 13.6 million active consumers, growth of 25.35% bearing in mind the

merger of Elektro on August 24, 2017, representing 2,745,627 new customers. Even without taking into account the merger, the number of Company customers grew by 1.3%, representing organic growth of 140,394 new customers over the previous year.

The chart below reflects the track record of the consolidated number of active consumers.



In 2017, Neoenergia attained 44,575 GWh of Distributed Energy, representing an increase of 15.68% in relation to 2016, after factoring in the merger of Elektro. If we exclude the merger, the volume of Distributed Energy was 38,592GWh in 2017, growth of 0.15% over the 38,535GWh in 2016. The table below illustrates the consolidated number of active consumers.

Description	Number of Consumers					
			Vertical Variation		Horizontal variation	
	2016	2017	2016	2017	2016/2017	
Residential	9,534,247	11,888,879	88.02%	87.57%	2,354,632	24.70%
Industrial	21,948	43,484	0.20%	0.32%	21,536	98.12%
Commercial	699,838	899,013	6.46%	6.62%	199,175	28.46%
Rural	441,927	582,964	4.08%	4.29%	141,037	31.91%
Government	83,748	101,997	0.77%	0.75%	18,249	21.79%
Public lighting	30,526	37,071	0.28%	0.27%	6,545	21.44%
Public service	18,292	22,518	0.17%	0.17%	4,226	23.10%
<b>Subtotal</b>	<b>10,830,526</b>	<b>13,575,926</b>	<b>99.99%</b>	<b>99.99%</b>	<b>2,745,400</b>	<b>25.35%</b>
Own use	905	1,135	0.01%	0.01%	230	25.41%
Supply	26	23	0.00%	0.00%	(3)	(11.54%)
<b>Total</b>	<b>10,831,457</b>	<b>13,577,084</b>	<b>100.00%</b>	<b>100.00%</b>	<b>2,745,627</b>	<b>25.35%</b>

#### 4.1.1.2. Number of Low-Income Consumers

Bearing in mind the criteria established in ANEEL Resolution 414/2010, which defines the concept of low-income consumers, these account for 19.80% of total active residential consumers of Neoenergia, while regular residential consumers represent 80.20%.

Law 12.212 of January 20, 2010 institutes the rules governing the tariff applicable to the Low-Income Residential Class of electricity distributors. Up until December 2017, the Company had 2,324,148 customers registered with subsidized tariffs which, if we ignore the merger of Elektro, represents a decrease of 2.51% in the number of low-income customers when compared to 2016. If we consolidate the low-income customers of Elektro, there was a positive variance of 2.85%, as shown in the table below:

Description	2016	2017	2016x2017
Conventional	7,274,454	9,564,731	31.48%
Low income	2,259,793	2,324,148	2.85%
<b>Total</b>	<b>9,534,247</b>	<b>11,888,879</b>	<b>24.70%</b>

#### 4.1.1.3. Market evolution

The energy distributed to the captive market by Neoenergia Distributors in 2017 rose by 6.40% in comparison with 2016, after allowing for the merger of Elektro. If we exclude the effect of the merger, the energy distributed to the captive market declined by 5.07%.

At the four distributors, the residential class takes the biggest share, remaining practically stable in terms of consumption, after excluding the effect of the merger, in relation to 2016.

The amounts of distributed energy per type of captive customer are shown in the following table:

Class	2016		2017		Variation 2016 / 2017		Share 2017	
	Revenue (R\$mm)	Volume (GWh)	Revenue (R\$mm)	Volume (GWh)	Revenue	Volume	Revenue	Volume
Residential	7,721	13,808	9,356	15,374	21.18%	11.34%	48.20%	43.29%
Industrial	1,902	4,424	1,908	3,758	0.31%	(15.05%)	9.83%	10.58%
Commercial	4,128	7,015	4,769	7,455	15.54%	6.26%	24.57%	20.99%
Rural	886	3,031	1,138	3,507	28.38%	15.72%	5.86%	9.88%
Government	855	1,642	981	1,739	14.82%	5.93%	5.06%	4.90%
Public lighting	477	1,661	626	1,943	31.37%	16.97%	3.23%	5.47%
Public service	560	1,760	630	1,700	12.54%	(3.40%)	3.25%	4.79%
<b>Subtotal</b>	<b>16,528</b>	<b>33,341</b>	<b>19,409</b>	<b>35,476</b>	<b>17.43%</b>	<b>6.40%</b>	<b>100.00%</b>	<b>99.89%</b>
Own use	0	37	0	39	-	4.68%	0.00%	0.11%
<b>Total</b>	<b>16,528</b>	<b>33,378</b>	<b>19,409</b>	<b>35,515</b>	<b>17.43%</b>	<b>6.40%</b>	<b>100.00%</b>	<b>100.00%</b>

The Free Market posted growth of 75.69% in 2017, compared with the previous year. If we ignore the effect of the merger of Elektro, growth was 33.92%. This movement is the result of captive customers migrating to the free market, primarily in the industry class. The amounts of distributed energy per

captive and free customer are shown in the following table:

Electricity distributed in GWh		2016	2017
NEOENERGIA	Captive market	33.378	35.515
	Free market	5.157	9.060
	<b>Subtotal</b>	<b>38.535</b>	<b>44.575</b>
CELPE	Captive market	11.278	10.772
	Free market	2.127	2.577
	<b>Subtotal</b>	<b>13.405</b>	<b>13.348</b>
COELBA	Captive market	17.351	16.264
	Free market	2.197	3.356
	<b>Subtotal</b>	<b>19.548</b>	<b>19.620</b>
COSERN	Captive market	4.749	4.650
	Free market	833	973
	<b>Subtotal</b>	<b>5.582</b>	<b>5.623</b>
ELEKTRO*	Captive market	-	3.829
	Free market	-	2.154
	<b>Subtotal</b>	<b>-</b>	<b>5.984</b>

\*Data as from August 24, 2017, on merger of ELEKTRO into NEOENERGIA

#### 4.1.1.4. Contractual Status

All group distributors showed a reduction in energy contracted in 2017, in comparison with 2016, namely 3.6% for Coelba, 6.7% for Celpe, 3.8% for Cosern and 18% for Elektro. This decline arose from the termination of the contracts that had reached the end of their effectiveness period, and from the distributor's efforts to adjust its contract surpluses to the regulatory limits by processing reductions and/or assignments of contracts approved by the regulator. The energy had been acquired at a total average accumulated cost of R\$160.45/MWh at Coelba, R\$190.32/MWh at Celpe, R\$187.64/MWh at Cosern and R\$390.87/MWh at Elektro, while the average PLD for the Northeast and Southeast in 2017 was R\$335.33/MWh and R\$428.97/MWh respectively.

In 2017, with lower-than-expected growth, three of our four distributors ended the year with contractual surpluses, namely 6.58% at COELBA, 3.20% at Celpe and 3.21% at Cosern. In the cases of Celpe and Cosern, the amounts of the contractual surpluses were passed through in full to the tariffs, as they did not exceed the

overcontracting limit of 5%. In the case of Coelba, overcontracting above this limit represented a financial gain for the Company, since the PLD for the Northeastern region exceeded the average PLD of Coelba.

In exchange, Elektro Redes made use of all the tools available to manage its level of overcontracting, and it was successful in mitigating any impact on its results in 2016. For 2017, the Company continued to use the mechanisms existing for maintaining its contractual portfolio, not incurring any impact on account of overcontracting. It should be pointed out that, given their exceptional and unpredictable nature, events beyond the control of the distributor's management, such as the reduction in energy from the component plants, as a consequence of Decree 9.143/2017 should be dealt with in the same manner stipulated by ANEEL Normative Resolution 706/16, to guarantee the full pass-through of the energy purchase costs.

#### 4.1.1.5. Energy Balance (MWh)

In 2017, the energy injected by Neoenergia distributors showed growth of 4.4%, equivalent to 1,944,408 MWh in relation to 2016.



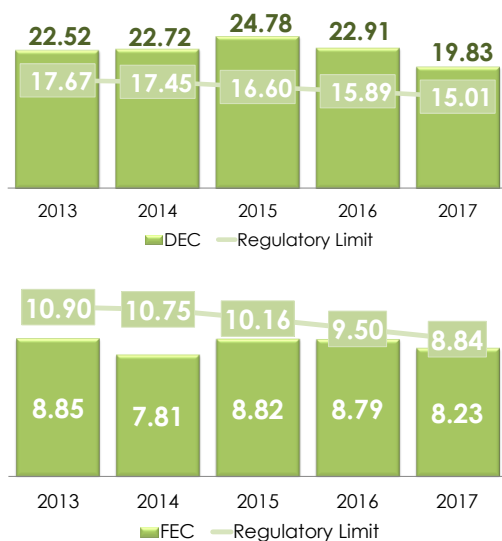
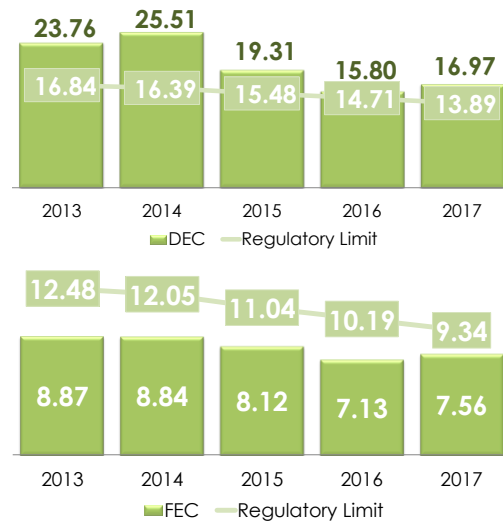
#### 4.1.1.6. DEC and FEC

The quality of the power supply is mainly checked by means of the DEC (Equivalent Duration of Interruption per Consumer) and FEC (Equivalent Frequency of Interruption per Customer) quality indicators, which assess the failures that have occurred in the electricity distribution network. The calculation of these indicators considers the moving average of the last 12 months.

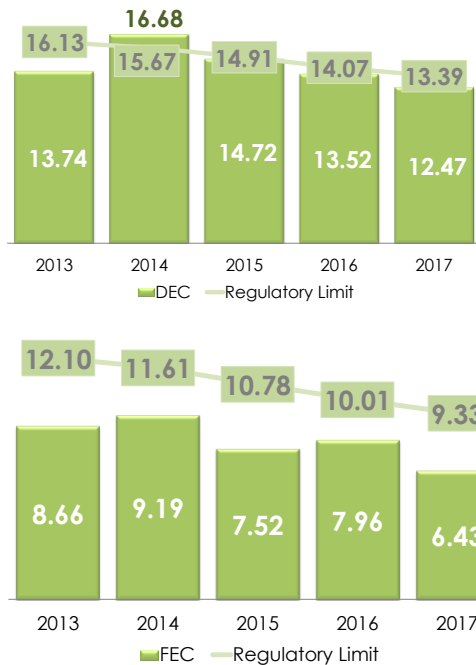
With regard to the power supply quality indicators, in 2017, Coelba, Celpe, Cosern and Elektro registered figures of 19.83, 16.97, 12.47 and 7.43 hours respectively for the DEC indicator. For the FEC indicator, Coelba, Celpe, Cosern and Elektro registered figures of 8.23, 7.56, 6.43 and 4.54 times respectively.

In 2017, DEC and FEC indicators for Elektro, Coelba and Cosern showed reductions against 2016, while in the case of Celpe both indicators showed some deterioration, given the impacts that we will discuss later on. The four distribution companies' historical charts are shown below.

The Company's DEC exhibited recorded a performance above the regulatory limit, but represents the highest growth in the last five years. Once again, the company's FEC was below the regulatory limit. These results are a reflection of reflect the quality improvement actions carried out by Coelba, such as pruning work on 35,235km of MT (Medium Voltage) networks, the installation of 167 automated items in the network and the construction of 10 substations.



Celpe's DEC in 2017 was affected by climate-related events, such as the atypical amount of rainfall that caused floods, torrents and landslides, resulting in the issue of Emergency Decrees in some of the State's municipalities. Excluding the disruptions that originated at the supplier, in 2017 the Company's FEC showed an improvement of 0.10 time by comparison with 2016 (6.77 times and 6.87 times for 2017 and 2016, respectively). These figures are the result of the Company's investments in quality in 2017, such as the installation of 117 equipment items, replacement of 442 km of naked power lines by multiplexed low voltage lines and the replacement of 171 km of the conventional lines by protected medium voltage lines.


**COSERN**


Cosern's DEC and FEC quality indicators registered levels below their respective regulatory limits. This result was obtained due to the execution of 95% of the transmission maintenance plan (lines and substations) and 93% of the distribution maintenance plan. There were a number of highlights in 2017, such as the installation of 111 remote controlled equipment items on the 13.8kV network, the replacement of 106 km of naked cable by multiplexed cable on the BT network and 13,132 km of pruning.

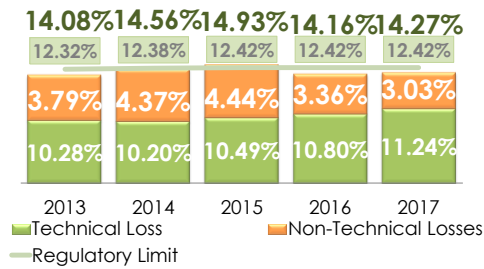

**ELEKTRO**


Elektro's DEC indicator for 2017, also within the regulatory limits, was the best result in Elektro's history, despite the out-of-season storms (in April, May and June 2017) and the fact that the capital city of the State of São Paulo registered its rainiest January in the last 74 years. Elektro's FEC also represents the best result in the Company's history and is related to its robust electricity network, influenced by the annual preventive and predictive maintenance plan, the use of new technologies and network components, and the policy of investments in improvement that ensure greater reliability in terms of the electricity supply.

#### 4.1.2. Losses

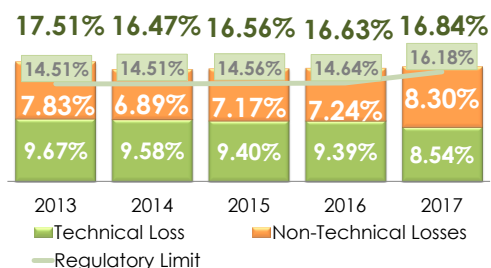
Overall (or total) energy losses correspond to technical losses, which is the amount of electricity dissipated in the energy transport process between the supply and the point of delivery, and non-technical losses, which correspond to the difference between the overall losses and the technical losses. Therefore, this portion of non-technical losses includes energy theft, defects in meters, errors in the billing process, customer units without meters, etc.

In 2017 actions were taken to optimize the distribution companies' overall losses, which evolved at each of the companies as shown in the charts below.


**COELBA**


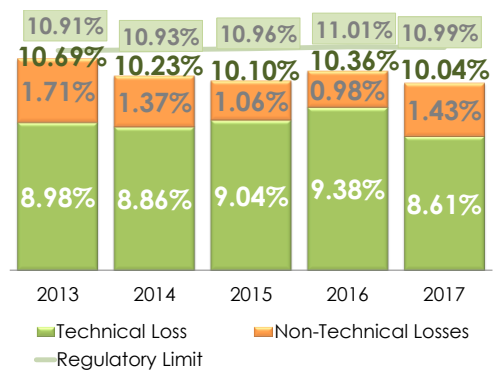
At Coelba, the Loss Index for 2017 showed a 0.11 p.p. increase against the previous year, posting a figure of 12.42%, above the regulatory limit. However, in the case of non-technical losses, there was a 0.33 p.p. reduction. This decrease was influenced by the results of the actions foreseen in the Loss Reduction Plan.

In order to achieve this plan in 2017, roughly R\$68.72 million was invested in actions aimed at fighting losses, including inspections, regularization, the installation of centralized measuring systems, the replacement of obsolete meters, etc.

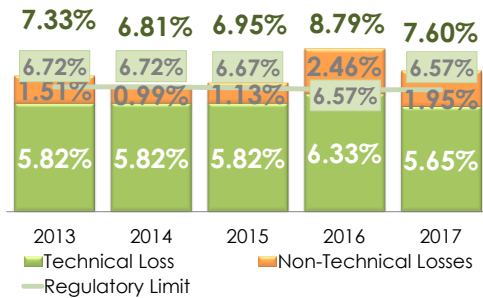

**CELPE**


Celpe's Loss Index for 2017 was slightly above the regulatory limit, but energy recovery, as a result of inspection processes aimed at identifying

irregularities in measurement, obtained its highest result in the last 5 years, registering a figure of 118.01 GWh, by comparison with 94.0GWh for 2016. This result is due to the R\$80.37 million invested in Celpe's Loss Prevention Plan. The main actions were as follows: 143 thousand inspections, focused on areas of high losses, the replacement of 51.8 thousand meters, the surveying and updating of the public lighting register and the installation of 586 encapsulated meters for customers with higher risk of fraud in Group A.


**COSERN**


Cosern's Loss Index showed a significant 0.32 p.p. reduction in 2017, by comparison with 2016. This reduction resulted in the lowest level of losses of the last 5 years, and was also below the Company's regulatory limit. In order to achieve this plan, roughly R\$16.5 million was invested in 2017 in actions designed to fight losses, the main ones being: 59,500 inspections, the replacement of 27,900 obsolete and defective meters, the updating of more than 67,800 public lighting points and the installation of shielded equipment at 1,500 customers.


**ELEKTRO**


Elektro's Loss Index showed a negative variation of 1.19 p.p., which represents the largest annual reduction registered by the Company in the last 10 years. Actions aimed at fighting losses played a key role in this decrease, which resulted in more than 170 GWh of energy recovered. The main actions in 2017 included about 27 thousand inspections, actions coordinated together with police forces and the updating of 27.8 thousand public lighting points.

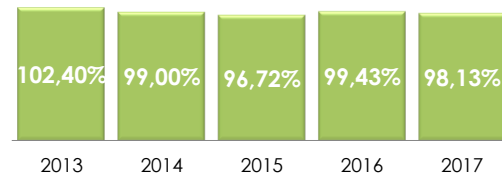
#### 4.1.3. Collection

In relation to the Collection Index (IAR), which measures the collection performance - in 2017, it totaled 98.13% for Coelba, 96.63% for Celpe, 98.65% in Cosern and 98.12% for Elektro, as shown below.

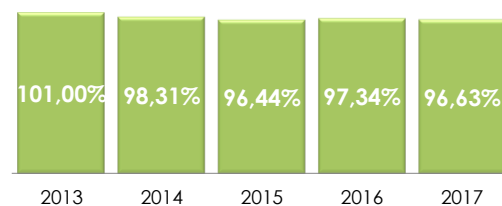
Although the economy showed signs of a slight recovery over the course of 2017, the effects of this recovery have not yet been felt by households, a fact evidenced by the decrease in the volume distributed to the residential class in all of our concession areas. Therefore, the effects of the downturn in the economy in previous periods may continue to affect customers' ability to pay.

Contributing to the deterioration in this scenario, the cost of electricity to the customer in 2017, resulting from the unfavorable hydrological scenario, showed one of the highest frequencies

of tariff flags, under which yellow or red tariff flags were triggered on levels 1 or 2, which led to an increase in the cost to the customer. In light of this situation, the group's distribution companies stepped up their efforts to fight default. The following are some of the efforts made by each distribution company, together with their respective Collection Indices.


**COELBA**


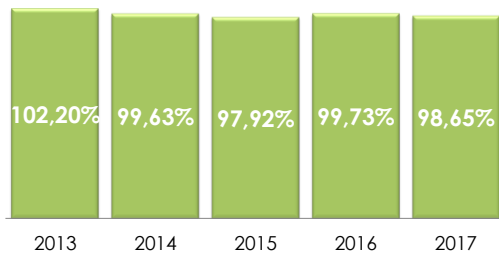
- (v) Suspensions of supply (1,082 thousand in 2017 against 1,041 thousand in 2016);
- (vi) 9.4 million inclusions in bad debtors' lists with an average effectiveness of 53% and 18.1 million contacts by IVR (Interactive Voice Response) and SMS (Messaging Service);
- (vii) Performance of the Debt Collection Departments (R\$392 million collected, which represents a 25% increase in relation to 2016);
- (viii) Focus on the largest debts of major clients, with differentiated monitoring of the negotiations carried out in order to ensure compliance with the agreement.


**CELPE**


- (v) Suspensions of supply (733 thousand in 2017 against 591 thousand in 2016);
- (vi) 5.6 million inclusions in bad debtors' lists with an average effectiveness of 55% and 20 million contacts by IVR (Interactive Voice Response) and SMS (Messaging Service);
- (vii) Performance of the Debt Collection Departments (R\$238 million collected, which represents a 28% increase in relation to 2016);
- (viii) Parameterization of the collection process, making the actions systematic for large clients.



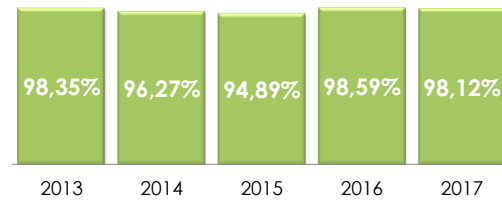
**COSERN**



- (v) Suspensions of supply in 184 thousand units in 2017;
- (vi) 0.9 million inclusion in bad debtors' lists with an average effectiveness of 56% and 1.1 million contacts by IVR (Interactive Voice Response) and SMS (Messaging Service);
- (vii) Performance of the Debt Collection Departments (R\$32 million collected, which represents a 332% increase in relation to 2016);
- (viii) Improvement of the customer selection process for inclusion in bad debtors' lists, increasing the effectiveness of the action.



**ELEKTRO**



- (iv) Suspensions of supply in 163 thousand units in 2017;
- (v) 1.1 million inclusion in bad debtors' lists with an average effectiveness of 52% and 0.2 million contacts by IVR (Interactive Voice Response) and SMS (Messaging Service);
- (vi) 375,000 telephone billing contacts through our Customer Relationship Center.

All the collection actions of Neoenergia Group's distribution companies are based on statistical models that assess the client's payment capacity, enabling us to adopt differentiated strategies depending on the client's profile.

## 20.2. Our TRANSMISSION COMPANIES

Neoenergia operates in the transmission segment by means of the companies listed below:

Transmission – In operation	Type	Share of Neoenergia	Location	Date on stream	Concession period
<b>AFLUENTE T</b>					
<b>Transmission lines (Total length 489.1 Km)</b>					
LT 230 KV Itagibá – Funil C-1	Transmission	87.80%	BA	09/13/2009	08/08/2027
LT 230 KV Brumado II - Itagibá C-1				09/13/2009	
LT 230 KV Ford - Hub C-2				08/02/2009	
LT 230 KV Hub - Camaçari IV C-2				01/19/2015	
LT 230 KV Ford - Hub C-1				11/24/2009	
LT 230 KV Hub - Camaçari IV C-1				01/18/2015	
LT 230 KV Tomba - Governador Mangabeira C-1				01/31/2016	
LT 230 KV Tomba - Governador Mangabeira C-2				12/31/1990	
LT 138 KV Funil – Poções C-1				05/01/1993	
<b>Basic network substations</b>					
Hub (4 line inputs)	Transmission	87.80%	BA	08/02/2009	08/08/2027
Ford (2 line inputs)				09/30/2001	
Funil (2 line inputs)				12/31/2002	
Camaçari IV (2 line inputs)				01/18/2015	
Tomba				12/31/1990	
Brumado II - 230/69kV				12/11/2002	
Itagibá				09/13/2009	
<b>SE NARANDIBA</b>					
Narandiba substation	Transmission	100%	BA	06/06/2011	01/28/2039
Narandiba substation - Extension				02/20/2014	01/28/2039
Brumado II substation - 230/138kV				09/21/2014	08/28/2042
Extremoz II substation			RN	07/04/2015	05/10/2042
<b>POTIGUAR SUL (Total length 190.1 Km)</b>					
LT 500 KV Campina Grande III - Ceará-Mirim II-C2	Transmission	100%	RN/PB	11/07/2016	08/01/2043
SE Campina Grande III (1 line input)				11/07/2016	
SE Ceará-Mirim II (1 line input)				11/07/2016	

### AFLUENTE T

On March 6, 2017, Ratifying Resolution No. 6.203 of February 21, 2017 was published in the Official Gazette on behalf of Afluente T, authorizing the transmission company to install the reinforcements at facilities under its responsibility, as described below:

- ✓ LT 230 Funil-Poções II: Change in the operating voltage level of the Funil - Poções Transmission Line, from 138kV to 230kV and its re-heading in the new SE Poções II and in the 230kV sector of SE Funil.
- ✓ SE Poções II: Installation in SE Poções II, of a line input in 230 kV, four switchgear double busbar type

arrangement for the 230kV FUNIL-POÇÕES II Transmission Line; Adjustment of general infrastructure module through installation of a switching infrastructure module and a general infrastructure module for accessing users.

### POTIGUAR SUL

Potiguar Sul was set up after Neoenergia won Lot G of ANEEL 001/2013 transmission auction. The project consists of the construction, operation and maintenance of circuit 2 of the 500kV Transmission Line with connection to the Campina Grande III, Paraíba and Ceará-Mirim II-C2 substations in the State of Rio Grande do Norte, adding up to a total of

roughly 196 km of line and passing through 25 municipalities.

Its objective is to enable transmission of the wind power generation stemming from 2011 alternative source reserve auction, located in the State of Rio Grande do Norte. This venture came into commercial operation on

November 7, 2016 and entailed investments of R\$250 million.

#### 4.2.1. Transmission companies being implemented

The following table lists the transmission companies that are being implemented by Neoenergia Group (base date 12/31/2017):

Transmission – implementation in progress	Type	Share of Neoenergia	Location	Date on stream	Concession period
<b>EKTT 12-A</b>					
Transmission lines (Total length 583 Km)					
LT 230 KV Nova Porto Primavera - Rio Brilhante	Transmission	100.00%	MS / SP	07/31/2022	07/31/2047
LT 230 KV Rio Brilhante - Campo Grande 2			MS	07/31/2022	
LT 230 KV Campo Grande 2 - Imbirussu			MS	07/31/2022	
LT 230 KV Nova Porto Primavera - Ivinhema 2			MS / SP	07/31/2022	
LT 230 KV Rio Brilhante Dourados 2			MS	07/31/2022	
LT 230 KV Dourados 2 - Dourados			MS	07/31/2022	
Basic network substations					
SE Dourados 02	Transmission	100.00%	MS	07/31/2022	07/31/2047
<b>EKTT 13-A</b>					
Basic network substations					
SE Fernão Dias (SHARED)	Transmission	100.00%	SP	01/31/2021	07/31/2047
<b>EKTT 14-A</b>					
Basic network substations					
SE Biguaçu (SHARED)	Transmission	100.00%	SC	01/31/2021	07/31/2047
<b>EKTT 15-A</b>					
Basic network substations					
SE Sobral III (SHARED)	Transmission	100.00%	CE	01/31/2021	07/31/2047
<b>EKTT 1-A</b>					
Transmission lines (Total length 729 Km)					
LT 500 KV Miracema - Gilbués II	Transmission	100.00%	TO/PI	60 months from signature of concession agreement	30 years from start of operations
LT 500 KV Gilbués II - Barreiras II			PI/BA		
<b>EKTT 2-A</b>					
Transmission lines (Total length 345 Km)					
LT 500 KV Santa Luzia II - Campina Grande III	Transmission	100.00%	PB	60 months from signature of concession agreement	30 years from start of operations
LT 500 KV Santa Luzia II - Milagres II			PB/CE		
Basic network substations					
SE Santa Luzia II	Transmission	100.00%	PB	60 months from signature of concession agreement	30 years from start of operations

With the merger of Elektro, we added 583 km to our electricity network along with four transmission substations (one belonging to the company and three shared ones). Lines belonging to lots 4, 20, 22 and 27 (EKTT 12-A, EKTT 13-A, EKTT 14-A and EKTT 15-A, respectively) located in the states of Mato Grosso do Sul, São Paulo, Santa Catarina and Ceará were purchased at the auctions held by ANEEL on 24 April 2017 (Transmission Auction No 05/2016).

By means of the Transmission Auction 002/2017, which was held on

12/15/2017, we added lots 4 and 6 (EKTT 1-a and EKTT 2-A) located in the states of Tocantins, Piauí, Bahia, Paraíba and Ceará, to our electricity network. These projects correspond to 1,074 km of Transmission Lines and one Transmission Substation (all in 500 kV).

## 21. LIBERALIZED BUSINESSES

### 21.1. Our Power Plants

In 2017 Neoenergia Group operated in the generation segment, regarded as

Liberalized, via 8 generating plants, with 6 hydroelectric power plants and 2 thermal ones. In addition to these projects, which are already up and running, we have a stake in 2 hydroelectric plants (Baixo Iguaçu and Belo Monte). Adding up the Group's Liberalized business, we have an installed energy capacity of 2.6GW, broken down as follows:

(iii) Hydroelectric capacity: 2,113.22 MW with the Teles Pires, Itapebi,

Dardanelos, Baguari, Corumbá III and Belo Monte (which is partially operational) power plants.

(iv) Thermal capacity: 536.4 MW taking into account the conventional combined cycle gas-fired generation plant (Termopernambuco) and the diesel-fired thermal plant (belonging to Celpe) in Fernando de Noronha.

The following table shows Neoenergia Group's power plants in operation (base date 12/31/2017):

Generation in operation	Type of plant	Direct and indirect share of Neoenergia	Location	Installed capacity	Assured energy	Concession date	
						Authorization	Expiry date
<b>CELPE</b>							
Fernando de Noronha	Thermal - diesel-powered	89.65%	Fernando de Noronha - PE	4.08	1.9 MW	12/21/1989	12/21/2019
<b>ITAPEBI</b>							
UHE Itapebi <sup>1</sup>	Hydroelectric - UHE	100.00%	Jequitinhonha river - BA	462.01	209.1 MW	05/28/1999	08/31/2035
<b>TERMOPE</b>							
UTE Termope	Thermoelectric - UTE	100.00%	Suape - Ipojuca - PE	532.76	504.1 MW	12/18/2000	12/18/2030
<b>CORUMBÁ III</b>							
UHE Corumbá III	Hydroelectric - UHE	70.00%	Corumbá river - GO	96.45	49.3 MW	11/07/2001	02/14/2037
<b>BAGUARI I</b>							
UHE Baguari	Hydroelectric - UHE	51.00%	Rio Doce river - MG	140.00	84.7 MW	08/15/2006	12/31/2039
<b>ÁGUAS DA PEDRA</b>							
UHE Dardanelos	Hydroelectric - UHE	51.00%	Aripuanã river - MT	261.00	154.9 MW	07/03/2007	07/03/2043
<b>TELES PIRES</b>							
Teles Pires	Hydroelectric - UHE	51.00%	Rio Teles Pires river - MT/PA	1819.80	930.7 MW	06/07/2011	06/06/2046
<b>BELO MONTE</b>							
Belo Monte	Hydroelectric - UHE	10.00%	Xingu river - PA	4510.87	4305.1 MW	08/26/2010	08/25/2045

<sup>1</sup> Itapebi is directly controlled by Neoenergia (42%) and indirectly by Termopernambuco (58%)

### 5.1.1. Plants under construction

The following table shows lists Neoenergia Group's plants that are under construction (base date 12/31/2017):

Generation under construction	Type of plant	Direct and indirect share of Neoenergia	Location	Installed capacity	Assured Energy	Concession Date	
						Authorization	Expiration
<b>NORTE ENERGIA</b>							
Belo Monte	Hydroelectric - UHE	10.00%	Rio Xingu - PA	6722.23	265.9MW	08/26/2010	08/25/2045
<b>GERAÇÃO CÉU AZUL</b>							
Baixo Iguaçu	Hydroelectric - UHE	70.00%	Rio Iguaçu - PR	350.2	171.3 MW	08/20/2012	09/14/2049

### **BELO MONTE UHE**

Regarding Belo Monte UHE, Neoenergia has a 10% interest in Norte Energia, through SPE (Specific Purpose Company) Belo Monte Participações S.A. Over the course of 2017, Belo Monte UHE achieved important milestones, such as the completion of the motorization of Sítio Pimental, of 233.1 MW, as a result of the coming into commercial operation of generation units 5 and 6, each with a 38.8 MW capacity. At the Belo Monte site, generation units 4, 5, 6 and 7 came into operation (generation unit 8 is in the final stage of tests to start commercial operation), each with a 611.11 MW capacity, so that at this moment Sítio Belo Monte has 7 generation units that are in commercial operation.

### **BAIXO IGUAÇU UHE**

With regard to Baixo Iguaçu UHE, Neoenergia, through its wholly owned subsidiary, Geração Céu Azul, won the concession for the construction and exploration of the Baixo Iguaçu Hydroelectric Power Plant at the 7th New Energy Auction A-5 organized by ANEEL. The UHE, which is located on the Iguaçu River, in the state of Paraná, will have an installed capacity of 350.20 MW and an average physical guarantee of 171.3 MW. On February 15, 2017, a new Request for Exclusion of Liability and Schedule Change in relation to the Baixo Iguaçu UHE was presented, in view of statements that directly interfered with the progress of the Plant's construction site. On November 7, 2017, by means of Ratifying Resolution No. 6.712, ANEEL recognized 46 days of exclusion of liability. The amendment to the Concession Agreement and the postponement of the CCEARs (are pending).

In December 2017, approximately 1,298 employees of the Baixo Iguaçu Construction Consortium were active

and the work proceeded at a normal pace.

## **21.2. Our Trading Companies**

### **5.2.1. NC Energia**

In 2017, NC Energia contracted operations of 1,330 average MW, which was a 44% increase by comparison with the previous year.

The Trading Company's main actions are highlighted below:

- ✓ Generation of extraordinary revenue by means of contracting in the MCSD EN providing the market with significant liquidity;
- ✓ Significant growth in the Customer Management portfolio over the course of the year;
- ✓ "Run off" of the insurance portfolio with a significant result obtained;
- ✓ Management of Itapebi's Free Energy, with the trading company assuming the hydrological risk;
- ✓ Management of the purchase of guaranteed supply with a reduction of the budgeted costs of CHTP, EAPSA, Termope and Itapebi;
- ✓ Actions regarding contractual reduction of CHTP, of the Calango 6, and Santana 1 and 2, wind farms via New Energy MCSD, before the CCEE, and management of recontracting of free energy with increased revenues for the Group;
- ✓ Management of the hydrological risk of Neoenergia Group's generation companies, including the seasonalization of the physical guarantees of the Group's power plants;
- ✓ Coordination of studies and actions with a view to defining hedge for management of the hydrological risk of the CHTP and EAPSA SPEs.

### **5.2.2. Elektro Comercializadora**

In the period between 08/24/17 and 12/31/17, Elektro Comercializadora de

Energia LTDA operationalized 173.25 average MW, representing a turnover of R\$128,155 million, with highlight going to net margin generation from the energy auctions' MCSD (Mechanism for offsetting surpluses and deficits);

Below are the areas of activity in energy solutions and each segment's net margin:

- ✓ Engineering and works;
- ✓ Distributed Generation (photovoltaic panels);
- ✓ Management of measurement data from 21 generation complexes.

## 22. RENEWABLES

### 22.1. Our wind farms

In 2017, the Group operated in the renewable generation segment by means of 17 wind farms. In addition to these ventures, which are already in operation, we have interests in 9 wind farms that are under construction. Considering the group's farms already in operation, we have an installed capacity of 515.8 MW of energy, bearing in mind the coming into operation of Lagoa 2 and Canoas in 2017 and Rio do Fogo as a result of the merger of Elektro.

Generation in operation	Type of plant	Direct and indirect share of Neoenergia	Location	Installed capacity	Assured energy	Concession date	
						Authorizati on	Expiration
<b>WIND FARMS</b>							
EOL Arizona 1	Wind power - UEE	100.00%	Rio do Fogo - RN	28.00	12.9 MW	03/04/2011	03/03/2046
EOL Caetit� 1			Caetit� - BA	30.00	13.3 MW	10/29/2012	10/28/2042
EOL Caetit� 2				30.00	12.1 MW	02/07/2011	02/06/2046
EOL Caetit� 3				30.00	11.2 MW	02/24/2011	02/23/2046
EOL Calango 1				30.00	13.9 MW	04/28/2011	04/27/2046
EOL Calango 2			Bod�, Lagoa Nova - RN	30.00	11.9 MW	05/09/2011	05/08/2046
EOL Calango 3				30.00	13.9 MW	05/30/2011	05/29/2046
EOL Calango 4				30.00	12.8 MW	05/19/2011	05/18/2046
EOL Rio do Fogo (ENERBRASIL)			Rio do Fogo - RN	49.30	20.7 MW	12/20/2001	12/20/2031
EOL Canoas			S�o José do Sabug� - PB	31.50	17.7 MW	08/04/2015	08/03/2050
EOL Calango 5			Bod�, Lagoa Nova - RN	30.00	13.7 MW	06/02/2011	06/01/2046
EOL Lagoa 2			S�o José do Sabug� - PB	31.50	17.5 MW	08/04/2015	08/03/2050
EOL Mel 2			Areia Branca - RN	20.00	9.8 MW	02/28/2011	02/27/2046
EOL Calango 6			Bod�-RN	30.00	18.5MW	11/20/2014	11/19/2049
EOL Lagoa 1			Santa Luzia - PB	31.50	18.7 MW	08/04/2015	08/03/2050
EOL Santana 1			Bod�-RN	30.00	17.3MW	11/14/2014	11/13/2049
EOL Santana 2			Lagoa Nova-RN	24.00	13.1MW	11/14/2014	11/13/2049

#### 6.1.1. Wind Farms under construction

On December 20, 2017, the "A-6" Power Generation Auction was held through an electronic system, whereby Neoenergia traded the energy from 9 wind farms: Canoas 2 (33.6MW), Canoas 4 (33.6MW), Chafariz 1 (31.5MW), Chafariz 2 (33.6MW), Chafariz

3 (31.5MW), Chafariz 6 (29.4MW), Chafariz 7 (33.6MW), Lagoa 3 (33.6MW), Lagoa 4 (21MW), adding up to a total installed capacity of 281.4 MW. These farms are currently being awarded by ANEEL. The energy trading agreements establish that the farms must come commercial operation on January 1, 2023.

Generation under construction	Type of plant	Direct and indirect share of Neoenergia	Location	Installed capacity	Assured energy	Concession date	
						Authorization	Expiration
<b>WIND FARMS</b>							
CANOAS 2	Wind power - UEE	100.00%	Santa Luzia and São Jose do Sabugi-PB	33.60	17.3 MW	Wind farms under adjudication	
CANOAS 4			São Jose do Sabugi-PB	33.60	16.7MW		
CHAFARIZ 1			Santa Luzia-PB	31.50	17.7MW		
CHAFARIZ 2				33.60	17.5MW		
CHAFARIZ 3				31.50	18.1MW		
CHAFARIZ 6				29.40	15.2MW		
CHAFARIZ 7				33.60	19 MW		
LAGOA 3			São Jose do Sabugi-PB	33.60	18.3MW		
LAGOA 4			Santa Luzia and São Jose do Sabugi-PB	21.00	11.7MW		

## 23. INVESTMENTS

Neoenergia Group ended 2017 with total investment made by all its investees of R\$4,378,507 thousand, and it should be noted that only the proportional interest held by the Group was taken into account for those companies not controlled or which are under common control.

The consolidated amount, which includes all the investments made by the companies controlled by Neoenergia Group, totaled R\$4,003,754 thousand. The breakdown of these investments is as follows:

- (i) R\$3,150,301 thousand to Networks, a category in which the Distribution segment accounts for 99.45% with the rest going to the Transmission segment;
- (ii) R\$515,242 thousand to the Liberalized Liberalized segment, represented by the hydroelectric power plants and services;
- (iii) R\$1,218 thousand to the Holding Company.

The following table shows the consolidated investments:

Description	2017	2016
Networks	3,150,301	2,426,192
Deregulated	515,242	442,264
Renewables	336,993	4,759
Holding	1,218	3,179
<b>Total</b>	<b>4,003,754</b>	<b>2,876,394</b>

The other investments made by companies under common -control or affiliates amounted to R\$374,753 thousand.

## 24. CONSOLIDATED ECONOMIC-FINANCIAL PERFORMANCE

### 24.1. Income for the period

INCOME STATEMENT (in R\$ thousands) <sup>(1)</sup>	2017	2016	2017 X 2016	
			R\$	%
Gross revenue	29,705,905	22,199,181	7,506,724	33.82
Deductions from gross revenue	(9,188,386)	(7,359,484)	(1,828,902)	24.85
<b>Net operating revenue</b>	<b>20,517,519</b>	<b>14,839,697</b>	<b>5,677,822</b>	<b>38.26</b>
Cost of goods and services sold	(16,958,857)	(11,584,605)	(5,374,252)	46.39
<b>Net operating margin</b>	<b>3,558,662</b>	<b>3,255,092</b>	<b>303,57</b>	<b>9.33</b>
Operating costs and expenses	(1,238,205)	(1,267,708)	29,503	(2.33)
Equity pick-up	(205,081)	(129,959)	(75,122)	57.80
<b>Income from services</b>	<b>2,115,376</b>	<b>1,857,425</b>	<b>257,951</b>	<b>13.89</b>
Amortization / Depreciation	858,533	719,127	139,406	19.39
Amortization of capital gains	112,385	109,860	2,525	2.30
<b>EBITDA</b>	<b>3,086,294</b>	<b>2,686,412</b>	<b>399,882</b>	<b>14.89</b>
Financial Results	(1,385,855)	(1,296,614)	(89,241)	6.88
<b>Operating income</b>	<b>729,521</b>	<b>560,811</b>	<b>168,71</b>	<b>30.08</b>
Income and Social Contribution Taxes (IR and CSLL)	(277,992)	(206,508)	(71,484)	34.62
Net profit before non controller participation	406,088	302,869	103,219	34.08
Net profit attributed to non-controller	45,441	51,434	(5,993)	(11.65)
<b>Income (loss) for the period</b>	<b>451,529</b>	<b>354,303</b>	<b>97,226</b>	<b>27.44</b>

<sup>(1)</sup> In thousands of Reais, except where otherwise indicated

### 24.2. EBITDA

#### 24.2.1. EBITDA Reconciliation

reconciliation of EBITDA (Earnings before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization), and we stress that the calculations shown are in line with the same instruction's criteria:

In compliance with CVM Instruction No. 527, the table below shows the

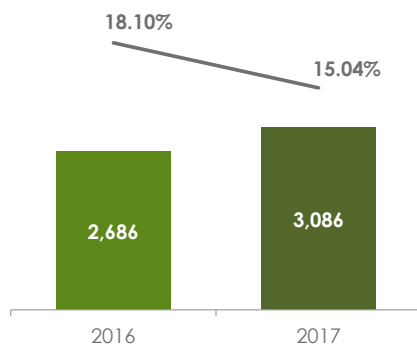
Reconciliation of EBITDA - R\$ thousand	2017	2016	2017 X 2016	
			R\$	%
Profit attributed to Controller shareholders	406,088	302,869	103,219	34.08
Minorities participation	45,441	51,434	(5,993)	(11.65)
Net profit (loss)	451,529	354,303	97,226	27.44
Income and social contribution taxes – Current and deferred	277,992	206,508	71,484	34.62
Amortization and Depreciation	858,533	719,127	139,406	19.39
Amortization of surplus value	112,385	109,860	2,525	2.30
Financial income	(2,307,956)	(4,166,788)	1,858,832	(44.61)
Financial expenses	3,693,811	5,463,402	(1,769,591)	(32.39)
<b>EBITDA</b>	<b>3,086,294</b>	<b>2,686,412</b>	<b>399,882</b>	<b>14.89</b>

EBITDA = Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization

### 24.2.2. EBITDA and EBITDA Margin

In 2017, Neoenergia registered consolidated EBITDA of R\$3,086 million, a 14.89% increase, which is equivalent to roughly R\$400 million, against 2016. EBITDA margin totaled 15.04%, down by 3.06 p.p. relation to the previous year.

#### EBITDA (R millions) and EBITDA Margin (%)



In the comparison between 2017 and 2016, the distribution companies, Coelba, Elektro, Celpe and Cosern

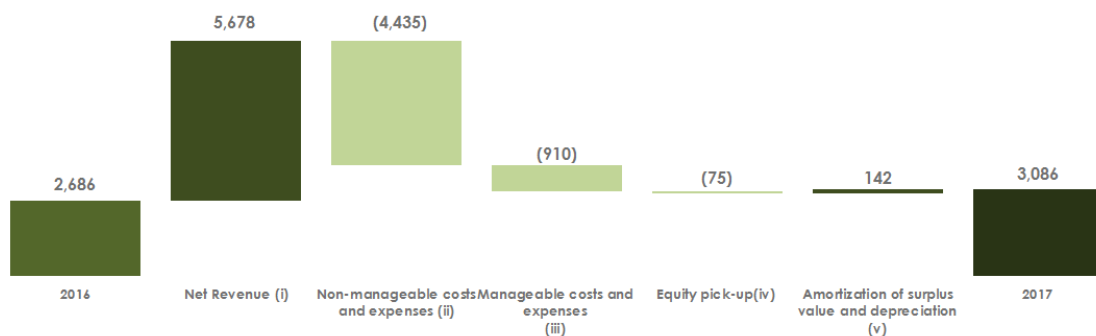
contributed R\$480 million to EBITDA. Elektro Redes, which was merged into Neoenergia on August 24, contributed R\$345 million to the Consolidated figures for 2017.

The sale of the small hydroelectric power plants (Afluente Geração, Rio PCH, Bahia PCH and Goiás Sul) and of the co-generation companies (EnergyWorks and Capuava Energy), on March 17, 2017, had a negative effect of R\$ 85 million on the consolidated EBITDA, in relation to those months of 2017 for which they were no longer part of Neoenergia's portfolio of assets.

While the positive impact of the merger of Elektro produces greater results for the group, the effect of the sale of the generation assets will only be offset starting March 2018.

### 8.2.3. EBITDA evolution

The variation observed in the Group's EBITDA was due to the following items:



(v) Net Revenue was up by 38.3% in 2017 against the previous year, from R\$14,840 million in 2016 to R\$20,518 million in 2017. Greater details about the reason for this variation will be given in items 8.3.1, 8.3.2 and 8.3.3 of this report.

(vi) Non-manageable costs and expenses posted a 62.26% rise, mainly

due to the R\$4,282 million increase in the cost of energy purchased for resale, in relation to 2016. The low level of affluence and the operation of the thermal plants also played a role in the higher energy costs in 2017.

(vii) Manageable costs and expenses registered a R\$910 million increase in 2017, against 2016. Taking

into account the effects of Construction Costs offset by Construction Revenue, the negative variation totaled R\$401 million. A more detailed analysis is given in item 8.4 of this report.

(viii) Equity pick- result showed a R\$75 million decline, due to the

decrease in the results of the companies under common control and affiliates, mainly caused by results of Teles Pires Participações and Norte Energia, which showed variations of R\$55 million and R\$24 million, respectively.

## 24.3. Operating Revenue

### 24.3.1. Gross Operating Revenue

GROSS OPERATING REVENUE (in R\$ thousands) <sup>(1)</sup>	2017		2016		2017 X 2016	
					R\$	%
Residential	9,355,917	7,720,861	1,635,056	21.18		
Industrial	1,908,055	1,902,103	5,952	0.31		
Commercial	4,769,181	4,127,828	641,353	15.54		
Rural	1,137,636	886,141	251,495	28.38		
Government	981,351	854,653	126,698	14.82		
Public lighting	626,319	476,743	149,576	31.37		
Public service	630,182	559,976	70,206	12.54		
Unbilled supply	43,679	(35,725)	79,404	(222.26)		
Billed supply – captive market	19,452,320	16,492,580	2,959,740	17.95		
Subsidy for low-income social tariff	1,298,679	1,078,564	220,115	20.41		
<b>Total supply of electricity</b>	<b>20,750,999</b>	<b>17,571,144</b>	<b>3,179,855</b>	<b>18.10</b>		
Revenue from network use	831,706	429,281	402,425	93.74		
Supply	2,295,399	1,371,363	924,036	67.38		
Electricity Trading Chamber - CCEE	1,412,066	604,984	807,082	133.41		
Amounts receivable for parcel A and Other Financial Items	1,194,520	(361,665)	1,556,185	(430.28)		
Revenue from construction of concession infrastructure	2,568,591	2,059,358	509,233	24.73		
Concession revenue	17,23	26,064	(8,834)	(33.89)		
Other revenues	635,394	498,652	136,742	27.42		
<b>Gross operating revenue</b>	<b>29,705,905</b>	<b>22,199,181</b>	<b>7,506,724</b>	<b>33.82</b>		

<sup>(1)</sup> In thousands of Reais, except where otherwise indicated

In 2017, Neoenergia posted Gross Revenue of R\$29,705,905 thousand, which represented a 33.82% increase against the amount of R\$22,199,181 thousand registered in the same period in 2016.

The distribution companies - Coelba, Celpe, Cosern and Elektro - which make up the Networks category, accounted for 90% of total Gross Revenue in 2017, equivalent to R\$26,727,402 thousand. Elektro Redes, which was merged into Neoenergia on

August 24, contributed R\$3,844,139 thousand.

The factors behind the variation in Gross Revenue for 2017 against 2016 were as follows:

(i) R\$3,179,855 thousand increase in Revenue from Billed Supply - the Captive Market, with Elektro Redes contributing the sum of R\$2,540,783 thousand. This variation considers the positive contribution from Unbilled Supply in the amount of R\$79,404

thousand. If we exclude this line, a positive variation totaled R\$2,880,336 thousand, or a 15% increase.

- ✓ The highest impact is related to the residential class, which accounts for 48.2%, followed by comes the commercial class, with a 24.6% share. These two classes contributed with positive variations of R\$1,635,056 thousand and R\$641,353 thousand, respectively. Elektro Redes contributed the sum of R\$1,060,451 thousand in the residential class and R\$532,881 thousand in the commercial class.
- ✓ Even with a positive change in billing in 2017 in relation to the previous year, if we exclude the impact of Elektro's consumption, we observe a 17 GWh drop in the residential class' consumption, and a 348 GWh decrease in the commercial class. Both residential consumers as well as commercial consumers are eligible for tariff flag charges, which makes the average tariff billed in 2017 higher than that in 2016.
- ✓ In 2017 the predominance of the red tariff flag, varying between levels 1 and 2, generated an additional revenue for companies and an additional cost for consumers. This did not occur in 2016, when the green tariff flag prevailed. It should be stressed that the tariff flag does not affect the result, because the purpose of the tariff flag mechanism is to notify the consumer if electricity will have a higher cost, depending on the electric power generation conditions, and, in addition to the Tariff Review, it is designed to preserve the distribution companies' economic and financial balance, covering the additional costs of thermal generation, the System's Services Charge (ESS), the hydrological risk and the costs of energy purchases in the short term

market due to the distribution companies' involuntary exposure. The remaining cost variations not covered by the Tariff Flag mechanism are recorded as Parcel A Receivables and Other Financial Items for inclusion in the next Tariff Adjustment or Review process. Similarly, higher revenues from the Tariff Flag than the Company requires are recorded as Parcel A Amounts Refundable and Other Financial Items to be returned at the next Tariff Adjustment or Tariff Review, thus ensuring neutrality in the Company's results.

- ✓ In addition, in order to establish the economic-financial balance of the energy distribution service, the periodic tariff adjustment (in the case of Celpe, the 4th cycle of tariff review) which is applied from April onwards in the case of Coelba, Celpe and Cosern and from August onwards in the case of Elektro, includes an average increment perceived by consumers in the 2017 tariff of 3%, 7.62%, 3.38% and 10.40%, respectively against 2016.
- ✓ Energy consumption across all classes has been negatively affected by the high level of unemployment and the downturn in the demand for goods and services, which have not yet recovered from a two-year economic crisis. It should be stressed that the industrial class, which has been affected by the decline in industrial production and the migration of captive customers to the free market, recorded a 1,270 GWh (-40.3%) decrease in 2017 against 2016. Therefore, the decrease in consumption caused a negative variation of R\$360,867 thousand, excluding the impact of the merger of Elektro Redes, consolidated in Neenergia from August 2017 onwards. The largest impact of the merger of Elektro

Redes was on the industrial class, adding R\$366,819 thousand.

(ii) Still in the Networks category, the favorable R\$402,425 thousand variation in Revenue from Network Use due to the main impacts of the Free Market and the revenue from the Transmission companies:

- ✓ Revenue from the availability of use of the network by free consumers contributed a R\$535,811 thousand increase. Elektro Redes' share was R\$231,640 thousand as of August 2017. Coelba, Celpe and Cosern registered a positive 1,750GWh variation, which represents a 25.3% increase against 2016.
- ✓ Partially offsetting the positive result in terms of the distribution companies' revenues from network use, Neoenergia's transmission companies registered a R\$133,386 thousand decrease in 2017 against 2016.

(iii) A R\$924,036 thousand increase in consolidated revenue from energy supply in 2017, when compared to the previous year. The Liberalized Liberalized category consisting of the UHEs, of Termopernambuco and of Neoenergia's Trading Companies accounted for 90% of this variation, while the Renewables category, which is made up of wind power generation, represented the remaining 10%.

- ✓ The contracts signed by NC Energia in the free market amounted to roughly 1,330 average MW, 44% more than in 2016. Elektro Comercializadora contributed R\$134,889 thousand and represented an additional 173.25 average MW after its incorporation by Neoenergia.
- ✓ Still on the Liberalized Liberalized category, the UHEs contributed with 2.5%, or R\$20,414 thousand. Highlight here goes to Termopernambuco, Itapebi and the generation

companies that were sold in March 2017, as the main contributions for this result. Termopernambuco made a positive R\$33,956 thousand contribution, while Itapebi registered a negative R\$22,829 thousand variation, due to a tariff reduction, occasioned by the end of Coelba's contract and a new NC Energia contract.. The generation companies sold in March 2017 had a negative R\$208,780 thousand effect on revenue from supply in the consolidated figures, regarding those months in 2017 during which they were no longer part of Neoenergia's asset portfolio. This effect will only be offset as of March 2018.

(iv) A R\$807,082 thousand increase regarding Revenue from the Electricity Trading Chamber "CCEE" is due to the main impacts of the Networks category's settlement of energy, with a 50% share, exclusive to the distribution segment. The Liberalized category's share is 46% and the Renewables category accounts for the remaining 4%.

- ✓ The Distribution companies recorded a positive R\$403,828 thousand variation, with highlight going to Coelba, which accounted for R\$323,245 thousand on account of the volume of energy surpluses registered, together with the high short-term market price by means of which the average PLD (differences settlement price) in the Northeast rose from R\$173.56/MWh in 2016 to R\$335.33/MWh in 2017. Elektro Redes added the sum of R\$115,990 thousand to the consolidated figures.
- ✓ Regarding the 46% share of the Liberalized category the generation companies accounted for R\$259,592 thousand while the trading companies accounted for R\$143,662 thousand. Highlight in relation to this performance goes to

the generation companies Itapebi and Termope, with R\$224,208 thousand. The generation segment's share of revenue from the Electricity Trading Chamber "CCEE" was affected by assets sold in the amount of R\$5,186 thousand.

(v) Revenue related to Receivables from Parcel A and Other Financial Assets recorded a positive R\$1,556,185 thousand variation in 2017, and Elektro made a positive R\$713,692 thousand contribution, mainly due to prevailing return over the course of 2017 of the balance certified in August/2016, unlike 2016, when the most significant item was the receipt of the balance certified in August/2015. It should be stressed that this variation does not affect

Operating Revenue since there is a contra-entry in the Company's revenues

(vi) A R\$509,233 thousand increase in Construction Revenue, which is made up of investments in infrastructure net of special obligations funds, with no impact on earnings, as there is a counterpart for the same amount. This increase was the result of the higher expenses with net investment observed among Neoenergia's distribution companies, by comparison with the same period the year before.

#### 24.3.2. Deductions from Gross Revenue

DEDUCTIONS GROSS REVENUE (in R\$ thousands) <sup>(1)</sup>	2017	2016	2017X2016	
			R\$	%
<b>TAXES (ICMS / PIS / COFINS / ISS)</b>	<b>(7,279,789)</b>	<b>(5,963,327)</b>	<b>(1,316,462)</b>	<b>22.08</b>
<b>SECTOR CHARGES</b>	<b>(1,908,597)</b>	<b>(1,396,157)</b>	<b>(512,440)</b>	<b>36.70</b>
Energy development account - CDE	(1,314,007)	(767,944)	(546,063)	71.11
Consumer charges - PROINFA	(27,780)	(38,125)	10,345	(27.13)
Consumer charges - CCRBT	(376,013)	(7,835)	(368,178)	>1.000
Others (FNDCT / EPE / PROINFA / TFSEE / PEE / R&D / RGR)	(190,797)	(582,253)	391,456	(67.23)
<b>(-) Deductions from Gross Revenue</b>	<b>(9,188,386)</b>	<b>(7,359,484)</b>	<b>(1,828,902)</b>	<b>24.85</b>

<sup>(1)</sup> In thousands of Reais, except where otherwise indicated

The increase in Deductions from Gross Revenue against the previous year occurred due to:

(i) Increase in turnover, with a corresponding 22.08% increase in taxes on revenue (ICMS, PIS/COFINS and ISS), in the amount of R\$1,316,462 thousand. Elektro Redes' contribution in the period totaled R\$799,416 thousand.

(ii) A 36.70% increase, in the amount of R\$512,440 thousand in sector charges. Elektro Redes contributed with R\$447,756 thousand to income for the year. The additional R\$64,684 thousand

variation can largely be attributed to the R\$392,265 thousand negative variation in the charge related to the centralizing account for tariff flag proceeds - CCRBT. The R\$233,413 thousand negative variation in the CCRBT account, excluding the R\$158,852 thousand impact from Elektro Redes, is a result of the higher energy cost recognized in the period, during which the red tariff flag prevailed, while in 2016 the green tariff flag prevailed.

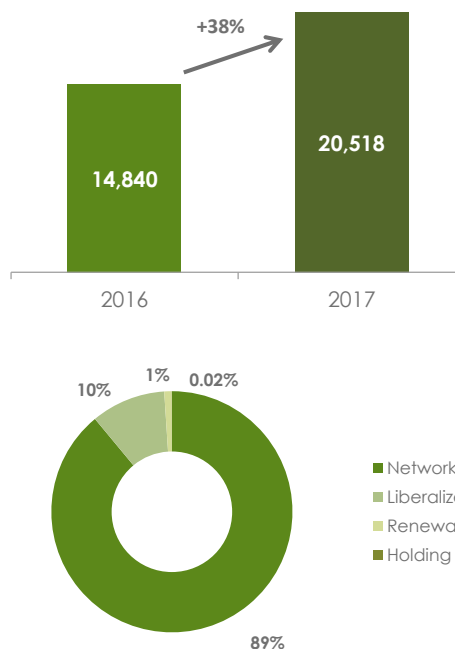
### 24.3.3. Net Operating Revenue

Net Operating Revenue showed a 38% increase, or R\$5,677,822 thousand, against the previous year, as mentioned in item 8.2.3 regarding EBITDA evolution.

The largest share is in the Networks segment, which includes the distribution companies, with the largest share in this segment (99.62%), and the transmission companies with 0.38%. Elektro Redes, which was merged into Neoenergia on August 24, 2017, accounted for 14.2% of the Networks segment.

In 2017 the Liberalized segment, which includes the hydroelectric and thermal generation companies, the trading companies and maintenance and operation services, accounted for 10% of consolidated net revenue. The trading companies accounted for the largest share (58%), while the thermal plant Termopernambuco accounted for 28.11%, Itapebi for 9.31% and the other UHEs and services for 4.46%.

### Net Revenue (in R\$ million)



NOTE: the segments are classified as Networks (Distribution + Transmission), Liberalized (UHEs, Thermal, Selling and Services), Renewables (wind-power generation) and Holding Company

### 24.4. Operating Costs and Expenses

COSTS AND EXPENSES (in R\$ thousands) <sup>(1)</sup>	2017	2016	2017 X 2016	
			R\$	%
Electricity purchased for resale	(10,255,033)	(5,972,998)	(4,282,035)	71.69
Charges for use of transmission system	(871,791)	(725,253)	(146,538)	20.21
Fuel for production of electricity	(431,158)	(424,911)	(6,247)	1.47
<b>Non-manageable</b>	<b>(11,557,982)</b>	<b>(7,123,162)</b>	<b>(4,434,820)</b>	<b>62.26</b>
Staff and Management	(1,109,129)	(806,037)	(303,092)	37.60
Material	(100,993)	(80,999)	(19,994)	24.68
Third party services	(1,530,108)	(1,435,128)	(94,98)	6.62
Depreciation and amortization	(858,533)	(719,127)	(139,406)	19.39
Net provisions - PDD	(197,681)	(235,861)	38,18	(16.19)
Net provisions - Contingencies	(130,176)	(125,052)	(5,124)	4.10
Construction costs	(2,568,591)	(2,059,358)	(509,233)	24.73
Others	(143,869)	(267,589)	123,72	(46.24)
<b>Manageable</b>	<b>(6,639,080)</b>	<b>(5,729,151)</b>	<b>(909,929)</b>	<b>15.88</b>
<b>Total</b>	<b>(18,197,062)</b>	<b>(12,852,313)</b>	<b>(5,344,749)</b>	<b>41.59</b>

<sup>(1)</sup> In thousands of Reais, except where otherwise indicated

In 2017 Operating Costs and Expenses and profit sharing added up to a total of R\$18,197,062 thousand, an increase of R\$5,344,749 thousand, or a 41.59% rise against the previous year. Taking this variation into account, we note that the greatest impact was that of energy supply costs (non-manageable costs), which account for 83%. The remainder of this variation, 17%, corresponds to administrative costs and expenses (manageable).

The Networks category accounted for 73% of the negative variation in relation to non-manageable costs, exclusively through the distribution companies - Coelba, Celpe, Cosern and Elektro, or R\$3,232,538 thousand. Elektro Redes, which merged into Neoenergia in August, accounted for R\$1,837,736 thousand. The Liberalized and Renewable categories together account for 27%, or R\$1,199,110 thousand.

Energy Purchased for Resale showed a R\$4,282,035 thousand increase in the annual comparison, with highlight going to Neoenergia's Distribution Companies, which accounted for 72% of this amount. The increase in costs for Coelba, Celpe, Cosern and Elektro Redes totaled R\$3,086,326 thousand, with Elektro Redes accounting for R\$1,600,609 thousand of this amount. These variations occurred due to:

(i) a R\$1,849,148 thousand increase in the Short-Term Market's variable costs in relation to 2016, due to the increase in the average PLD (differences settlement price) in the Northeast region, from R\$173.57/MWh to R\$335.33/MWh in 2017, and the average PLD in the Southeastern region (from R\$93.91/MWh to R\$323.04/MWh). This impact is attributed to the variable portion of thermal plants, which reflects the costs of operation of these plants, as well as to the cost of the hydrological risk of the renegotiated plants. This impact is exclusive to the Distribution companies that make up the Networks

category. Elektro Redes contributed with a cost of R\$302,392 thousand.

The cost of electricity in the short-term - PLD (differences settlement price) accounted for a negative variation of R\$927,198 thousand in 2017 in relation to the previous year. The Networks category accounted for a negative variation of R\$938,612 thousand, exclusively by Neoenergia's Distribution companies, due to the need to purchase electricity to make up for the loss-making financial settlement at the CCEE in some months. Partially offsetting the Distribution companies' negative variation, the Liberalized and Renewable categories contributed R\$11,414 thousand, of which R\$9,716 thousand refers to cost saving resulting from the sale of the generation companies in March 2017.

(ii) A R\$722,726 thousand increase in the cost of electricity from the regulated market and R\$243,930 thousand - related to electricity acquired by means of the bilateral contract, with this cost belonging exclusively to Neoenergia's distribution companies, mainly due to the increase in the purchase and acquisition price of energy to offset the reduction of quotas.

(iii) Energy purchased in the free market (ACL) also showed rising costs, mainly due to energy prices. The R\$979,941 thousand increase is shared between the Liberalized and Renewable categories, with the former accounting for 98.99% of the variation while the latter accounted for the smallest portion, 1.01%. Among the Liberalized category, the trading companies accounted for an increase of R\$663,727 thousand while the UHEs accounted for the sum of R\$306,298 thousand.

(iv) A R\$350,802 positive variation due to the PIS and COFINS credit

It should also be pointed out that there was an increase in the costs of Charges for Use of the Transmission System in the amount of R\$146,538 thousand. The Distribution companies accounted for R\$146,212 thousand, mainly due to (a) the increase in the cost of the basic network charge in the sum of R\$690,769 thousand, related to the tariff adjustment of the Basic Network, with Elektro Redes accounting for R\$274,955 thousand of this variation; (b) a reduction in the cost of the ESS - system service charge - equivalent to R\$250,687 thousand is observed against 2016, partially offsetting the increase in the cost of the basic network, and (c) a R\$325,250 thousand positive variation in the reserve energy charge (ERR) due to the increase in the PLD, causing a positive accounting adjustment to reduce the cost of the charge in 2017.

In relation to manageable costs and expenses, in the comparison between 2017 and 2016, there was a R\$303,092 thousand increase in the Staff and Management line. With Elektro's merger into Neoenergia, on August 24, 2017, the distribution company Elektro Redes accounts for R\$140,364 thousand of this variation. The other effects are related to (a) the adjustments negotiated under collective bargaining agreements (R\$73 million), which was

reflected in compensation, charges and benefits for 2017, with an adjustment of +9.15% for the Distribution companies and of 6.58% for the other companies applied as of the base dates (b) provisions for profit sharing (PLR) (R\$41 million) accrued for 2017 but realized in 2016, and (c) provisions for indemnification provisions for the year 2017 (of R\$45 million).

(iii) A R\$509,233 thousand increase in Construction Costs, which consist of investments in infrastructure, net of special obligations funds, resulting in a 24.73% negative variation. This expense has no impact on income, as there is a contra-entry for the same amount in Revenue.

(iv) A 16.19% reduction in Net Provisions, equivalent to the sum of R\$38,180 thousand, mainly affected by the Distribution companies (Networks category), with a 72.73% share of the total reduction in the annual comparison. The R\$27,768 thousand decrease is related to the intensification of collection actions focused on the PCLD (provision for doubtful debts), such as an increase in the volume of services being cut and the increase in administrative write-offs in 2017 by the Distribution companies.

## 24.5. Financial Results

In 2017 Neoenergia's Net Financial Income was negative by R\$1,385,855

thousand, up by 6.88% increase, or R\$89,241 thousand against 2016.

FINANCIAL RESULTS (in R\$ thousands) <sup>(1)</sup>	2017	2016	2017X2016	
			R\$	%
Results from financial investments	207,708	227,064	(19,356)	(8.52)
Interest, commission and arrears charges	125,739	96,823	28,916	29.86
Debt costs, monetary and currency adjustments	(1,156,480)	159,717	(1,316,197)	(824.08)
Derivative financial instruments	(124,452)	(1,407,601)	1,283,149	(91.16)
Updating of provision for contingencies / court deposits	(102,614)	(63,942)	(38,672)	60.48
Remuneration of parcel A and other financial items	12,475	18,868	(6,393)	(33.88)
Post-employment obligations	(91,692)	(83,147)	(8,545)	10.28
Other financial income (expenses), net	(256,539)	(244,396)	(12,143)	4.97
<b>Net Financial Results</b>	<b>(1,385,855)</b>	<b>(1,296,614)</b>	<b>(89,241)</b>	<b>6.88</b>

<sup>(1)</sup> In thousands of Reais, except where otherwise indicated

The above result was largely due to debt charges, monetary and FX variations and financial and derivatives instruments (a negative impact of R\$33,048 thousand), earnings from financial investments (a negative impact of R\$19,356 thousand) and the updating of provisions for contingencies/judicial deposits (a negative impact of R\$38,672 thousand).

The R\$33,048 thousand deterioration in the net result of debt charges, monetary and FX variations and derivative financial instruments was due to the following factors:

(ii) The drop in the CDI (Interbank Deposit Certificate) and the Long-Term Interest Rate (TJLP) - the main indexers for the consolidated debt - resulted in a reduction of the average cost of debt, which registered a positive R\$390,467 thousand variation in financial expenses with debt in the year 2017 against the same period in 2016.

The rates in the period and the respective comparative variations of the two main indexers used for the Group's debt are shown below.

Indexer	2017	2016	Var.
CDI	9.93%	14.00%	-4.07% p.p.
CDI cumulative 3 months	1.76%	3.24%	-1.48% p.p.
TJLP	7.00%	7.50%	-0.5 p.p.
US Dollar	3.2591	3.3080	-0.05

(ii) In 2017, there was a 31% increase in the average volume of debt among Neoenergia's companies by comparison with the previous year. The effect of the merger of Grupo Elektro Holding, including wind farms which had not previously been consolidated, resulted in a R\$3,812,486 increase in the consolidated debt in 2017. This scenario contributed to the increase in debt expenses, representing a R\$441,376 thousand negative variation against 2016.

(iii) Increase in interest incorporated to investments (interest on works in progress - JOA) represented a favorable effect of R\$17,860 thousand;

For the item Revenue from Financial Investments, the negative result of R\$19,356 thousand against 2016 was mainly due to the 4.07 percentage point decrease in the cumulative CDI in the year, with a negative impact of

R\$162,515 thousand on earnings from financial investments. On the other hand, there was an increase in the volume of cash and cash equivalents, effects related to the merger of Elektro, with a positive impact of R\$143,159 thousand.

The primary leading to the update of provisions for contingencies/judicial deposits, which had a negative impact of R\$38,672 thousand against 2016 were as follows:

- (iii) Provision in Celpe for a contingency of R\$10 million (principal + interest) that occurred in the third quarter of 2017 and which was not observed in the same period of the previous year.
- (iv) A R\$17,382 thousand negative effect resulting from the merger of Elektro and the calculation of the financial income starting from August 24, 2017, which was the date of the merger.

## 25. INDEBTEDNESS

### 25.1. Debt Profile

Neoenergia's consolidated gross debt, including loans, debentures and financial instruments, totaled R\$17,385,745 thousand (a net debt of R\$13,509,611 thousand) as at December 2017, a 53% increase in relation to December 2016. In this context, the effect of the merger of Elektro represents a R\$2,633,854 thousand impact on gross debt and a R\$2,126,678 thousand impact on net debt. 68% of Neoenergia's total indebtedness as at December 2017 was long-term debt and 32% was short term debt.

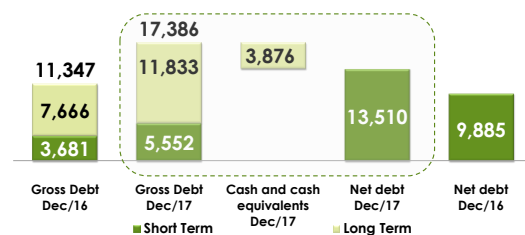
The financial ratio Total net debt/EBITDA rose from 3.68 as at December 31, 2016 to 4.38 as at December 31, 2017.

Due to the merger of Elektro Holding S.A. into the Company on August 24,

2017, after accounting consolidation, under the terms of Technical Pronouncement CPC 36 - Consolidated Statements, at the date of the merger the Company recognized the balances of all balance sheet items, including, but not limited to, total debt. However, the results of the Company combined with those of Elektro only began to be consolidated as of the date of the merger. As a result of this asymmetric accounting criterion between balance sheet items and income, there is a temporal mismatch in the consolidation, which has a disproportionate effect on the calculation of EBITDA and Financial Income, resulting in failure by the Company to maintain the ratios calculated based on the EBITDA and Financial Income originally foreseen in the financial agreements.

In this sense, all the agreements that provide for the calculation of financial ratios based on the consolidated financial statements of Neoenergia S.A. were authorized to discontinue calculation of the aforementioned indicators for a period of 12 months, or were amended, or were authorized in advance to alter the methodology for calculating these financial indicators to provide for the inclusion of income for the last 12 months of those companies that were or will end up being controlled as a result of mergers (pro-forma calculation) and, therefore, there was no breach of contract.

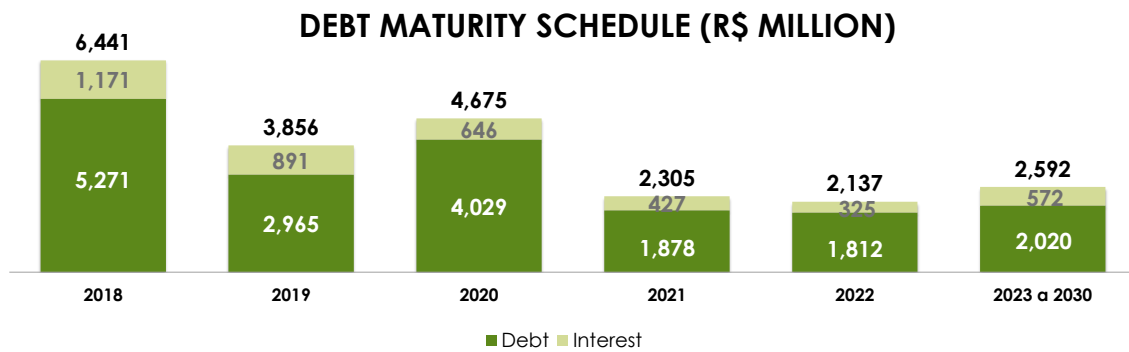
Taking into account the pro-forma calculation, Total Net Debt/EBITDA was 3.69 in December 2017.



The chart below shows the schedule of maturities of debt principal and interest

using the forward market curves for the indexes and currencies pegged to the Company's indebtedness as of December 31, 2017. Therefore, the information shown below differs from the schedule of maturities shown in the financial statements as of December

31, 2017, which takes into account the indices and currencies realized at the end of the period, rather than market projections.



## 26. MANAGEMENT PRACTICES

### 26.1. Governance Structure

Neoenergia Group's Corporate Governance practices are designed to ensure transparency and fairness in business, as well as respect for stakeholders' rights. This model makes it possible to take advantage of the synergies of the business between the companies that make up the Group and the unification of processes, practices and policies. The governance structure consists of the Board of Directors, the Fiscal Council and the Executive Board, with the support of Committees that contribute to the decision-making process. The Company's Shareholders Agreement guides the directors' actions and establishes a clause for abstaining from voting on matters that may represent a conflict of interest.

#### *Board of Directors*

This is composed of ten representatives of the shareholders, elected by the Annual General Meeting, and their

respective alternates, for a term of two years, with re-election being allowed. Six of the full board members are appointed by Iberdrola, three by the Pension Fund of Employees of Banco do Brasil (Previ) and one by Banco do Brasil's - Banco de Investimentos –(BBBI).

The Board's duties include the general guidance of the business and the hiring and dismissal of the executive officers. The members meet on a monthly basis in order to assess the Company's economic, environmental and social performance, as well as to discuss any issues that deserve attention of each of the subsidiaries, analyzing them before the topics are forwarded for approval by each company's boards of directors. Extraordinarily, the board members may also meet when convened by the chairman or by a majority of the members.

#### *Fiscal Council*

Operating independently, this is made up of five full members and an equal number of alternates. The members are elected by the Annual General Meeting for one-year terms. The Fiscal Council meets on a monthly basis or by means

of extraordinary meetings whenever these are convened.

#### *Executive Board*

This is responsible for the management of the business, and currently consists of ten members, including the CEO. Its members are appointed by the Board of Directors for three-year terms, which may be renewed. Ordinarily, the directors meet once a week, or whenever a meeting is called by any of their peers.

The Executive Board of the companies controlled by Neoenergia is a matrix structure whereby the statutory officers of the holding company are also officers of all of Neoenergia's subsidiaries.

#### *Committees*

Neoenergia Group has four different committees, which are only installed in the holding company: the Audit Committee, the Financial Committee, the Compensation and Succession Committee and the Related Parties Committee. Each Committee, within its scope, is responsible for analyzing and recommending the great majority of the Board of Directors' decisions. Each Committee is made up of 5 full members and their respective alternates, with the exception of the Related Parties Committee which consists of 3 full members and their respective alternates, appointed by the Board of Directors. The Committees hold meetings, as and when required.

### **26.2. Shareholders' Rights and Dividends Policy**

Under Neoenergia's bylaws it is established that a minimum dividend of 25% of net income should be paid, that the amount of interest on equity paid or credited, under the law, may be imputed to the mandatory dividend, and included in the total amount of dividends distributed by the Company being included for all legal purposes.

The decision regarding the payment of interest on equity and interim dividends should be made at the discretion of the Company, upon approval from the Board of Directors.

Although the Bylaws establish a minimum payment of 25% of Net Income, Neoenergia's Dividend Policy, approved by the Board of Directors, provides for the minimum payment of dividends - linked to the Company's leverage indicators - of 35% of Net Income.

At the Annual General Meeting held on April 29, 2016, the sum of R\$111,065,112.46 was declared as minimum mandatory dividends and an amount of R\$188,934,887.54 was declared as Additional Dividends, both in relation to the year 2015.

On December 23, 2016, the Extraordinary General Meeting approved the extension of payment of the aforementioned dividends up until the end of 2017.

At the Annual General Meeting held on April 13, 2017, approval was given for payment of the minimum mandatory dividend in the amount of R\$83,623,793.70 and additional dividends in the amount of R\$216,376,206.30, both in relation to 2016.

On December 27, 2017, the Extraordinary General Meeting approved the capitalization of the dividends proposed at the Meetings of December 23, 2016 and April 13, 2017.

### **26.3. Investor Relations**

In order to provide information with a high standard of quality, transparency and reliability, based on the applicable legislation and the rules that govern the electricity sector, Neoenergia follows a policy of consistent, clear and reliable communications with the capital market, with shareholders, market analysts, financial institutions, rating

agencies and regulatory bodies, in accordance with good corporate governance practices.

Neoenergia provides information by means of its Investor Relations area, "e-mail" (ri@neoenergia.com), on the Investor Relations site (www.neoenergia.com.br - "link" RI) and by means of the quarterly and annual reports and newsletters sent to Bovespa and the CVM (Brazilian Securities Commission). In addition, Neoenergia Group holds quarterly webconference meetings and an annual APIMEC (Capital Market's Analysts and Investment Professionals Association) meeting with the main figures for each of the Group's companies and the consolidated figures.

#### **26.4. Integrity and Ethics**

One of Neoenergia's core values is INTEGRITY and it is constantly seeking to guide its conduct and that of its employees by means of ethical principles and in accordance with Brazilian legislation and with the best practices in terms of business ethics. In addition, it strives to ensure that its suppliers of goods and services also follow upright conduct and adhere to the principles defended by the Company in its Code of Ethics and its Integrity Policies.

The company has also adhered to the standards established in international treaties to which Brazil is a signatory, through the United Nations' Global Compact against Corruption and has aligned itself with the anti-corruption principles established by Instituto ETHOS.

In order to achieve its objectives, Neoenergia carried out a series of actions in line with its Integrity Program, approved by the Board of Directors, and in compliance with Brazilian anti-corruption legislation, and which includes all of the Group's companies. The coordination of this program is

undertaken by the Superintendence of Compliance, which was established in 2014 and which is responsible for a) planning, designing, executing, maintaining and evaluating the Integrity Program of Neoenergia and its subsidiaries; b) developing and revising Codes of Conduct, policies and procedures with a view to promoting and strengthening a culture of integrity based on ethical business principles; c) identifying, evaluating and proposing measures aimed at mitigating risks of non-compliance in order to ensure the Group's adherence to the principles of legality and of fighting corruption; d) investigating cases of conduct which do not comply with the Code of Ethics and the integrity policies; e) training executives and employees in issues related to business ethics and anti-corruption legislation; f) proposing prevention measures in relation to ethical behavior and compliance with legislation; g) coordinating the ethics committees, which are responsible for spreading the culture of ethical integrity throughout the organization, and supporting the Superintendence in its duties.

The following actions over the course of 2016 are worthy of highlight: i) Leading of the integrity program approved by the Board of Directors; ii) 1st Review of Neoenergia's Code of Ethics; iii) drawing up of the Conflict of Interests Policy and of the rule regarding relationship with the public authorities; iv) training in ethical principles and anticorruption legislation for leaders and employees (both on-site and on the intranet), as well as for service providers; v) structuring and composition of ethics committees.

The company's effort on its journey towards integrity was rewarded, when at the very first time it took part, it received the Empresa Pró-Ética –2016 Award, awarded by the Federal Government's Ministry of Transparency, Inspection and by the Office of the Comptroller General, confirming that its

Integrity Program is in accordance with the best practices in terms of prevention of and compliance with Brazil's anti-corruption legislation.

## 26.5. Risk Management

Neoenergia's Risk Management area operates in a corporate way for all its companies and is aimed at providing greater transparency to the corporate processes and support for the Group's strategic decision making.

The area is coordinated by the Risk Management Superintendence, reports to the Financial Department and its main responsibilities are:

- (i) To draw up and monitor Business Risk Maps;
- (ii) To draw up and ensure compliance with the Group's Corporate Risk Policies and for the Group's business;
- (iii) To assess and monitor the credit risk of financial and commercial counterparties;
- (iv) To quantify and monitor the main market risks to which the Company is exposed;
- (v) To draft and disclose reports and information related to the company's risks to the regulatory bodies and other stakeholders;
- (vi) To coordinate the holding of the Risk Committee's meetings
- (vii) To spread the culture of Risk Management throughout Neoenergia Group

Neoenergia's Corporate Risk Management Policy, approved by the Board of Directors, defines the principles, guidelines and structure for risk management.

This Policy is deployed and is supplemented by other Group policies, which are also approved by the Board of Directors, such as:

- ✓ Credit Risk Policy
- ✓ Financial Risks Policy
- ✓ Insurance Policy
- ✓ Energy Market Risk Policy
- ✓ Risk Policy for the Generation Business
- ✓ Risk Policy for the Trading Business
- ✓ Risk Policy for the Distribution business.

Corporate risk management is supplemented by the Company's Corporate Governance structure, which includes the areas responsible for Compliance, Internal Controls and Auditing. These areas, together with the Corporate Risk Management area and the business and corporate areas, supplement and reinforce the risk management structure.

Under this model, the business areas responsible for generation, distribution, transmission and trading of electricity, as well as the other areas and corporate functions, represent the first line of defense in the management of risks; the various functions of risk control and compliance supervision established by the Company's Management (Corporate Risk, Internal Controls and Compliance) are the second line of defense; and the independent evaluation carried out by the Internal Audit department represents the third line of defense.

Neoenergia's Risk Management area currently operates independently of the business areas, incorporating the risk-opportunity vision in the management of the companies.

## 27. ENVIRONMENTAL RESPONSIBILITY

Sustainability is one of Neoenergia Group's values. In 2017, the company created a specific digital environment in order to publicize its social and environmental actions -

[www.neoenergiasustentavel.com.br](http://www.neoenergiasustentavel.com.br) - and continued with various programs and projects related to the communities in which it operates. The focus on education and culture, the promotion of the safe and efficient use of electricity, and the search for innovation in processes, products and services are the cornerstones pillars of Neoenergia Group's social and environmental actions.

In order to promote dialogue and transparency with its stakeholders, the company annually publishes its Sustainability Report, which, since 2010, has been drawn up using the Global Reporting Initiative methodology (we are currently following the GRI-4 model). The document shows the company's strategy, its management model and its operations, along with its economic, social and environmental performance.

In 2017, Neoenergia Group renewed its commitment to the Ten Principles of the UN's Global Compact, an initiative that advocates operations based on universal principles related to human rights, labor rights, environmental preservation and fighting corruption. The company also has strategic partnerships with national forums on behalf of sustainable development and the improvement of corporate social investments, such as the organization *Comunitas*, the Brazilian Business Council for Sustainable Development - *Cebeds*, and *Instituto Ethos* for Business and Social Responsibility.

#### *Focus on Education and Culture*

Neoenergia Group's social and environmental actions include its own projects, support for third parties' projects with direct or incentive funding, and the corporate Energy Efficiency and Research and Development (R&D) programs, both regulated by the National Electricity Regulatory Agency (Aneel). Shown below are some of the highlights for 2017.

On the education front, Neoenergia Group renewed its partnership with Ayrton Senna Institute, which has been in existence since 2006, in order to improve the school performance of children and teenagers in the public school system. Through the *Se Liga* (Heads Up) and *Acelera* (Speed Up) programs, aimed at correcting school flow and fighting illiteracy, the partnership covers public schools in the States of Bahia, Pernambuco and Rio Grande do Norte, with the participation of the distribution companies *Coelba*, *Celpe* and *Cosern*, respectively. In 2017, the partnership benefited more than 21,000 students in the three states.

Some regional initiatives deserve special mention in 2017. For the sixth year in a row, *Coelba* sponsored *Flica*, a traditional literature fair in the state, which is held in the city of *Cachoeira*, and for the fifth year presented *Fliquinha*. In 2017, the concessionaire took a bit more literature to *Fliquinha*, with the launch of the book "*A Árvore que não Queria Morrer*" (The Tree That Would not Die), a story that provides children with more information about the efficient use of electricity and the importance of preserving the environment. Around 4 thousand copies of the book were distributed. *Coelba* also sponsored the audiovisual documentary and the production of a book catalog about the tradition of the Triplet of *Magis* Festivities in the Southwestern part of the State of Bahia.

At *Celpe*, the highlights goes to the *Celpe Space in Schools*, an educational action which instructed 2,500 students about the safe use of electricity; the *Celpe Space in the Communities*, a joint effort to provide commercial and educational services (6.9 thousand beneficiaries); and *Learning with Celpe*, a day of enlightenment about the supply of low voltage electricity to autonomous community electricians (279 people). Another highlight in 2017 was the *Graffiti Project* at the Substations, where 120

public school students took part in graffiti workshops with the artist Galo de Souza and in the painting and illustration of the substations' walls with engravings and phrases about the safe use of electricity.

At Cosern, which stands out for cultural sponsorships, it is worth remembering the Mossoró Book Fair, which took place between September 21 and September 24, which promoted the free access of more than 60 thousand people from more than 30 municipalities in the State of Rio Grande do Norte. The 2017/2018 stage of the Casa das Palavras (House of Words) project, which is aimed at encouraging reading, from October to December 2017, included the municipalities of Macau, Apodi, São Miguel do Gostoso and Angicos, with the installation of four new mini libraries in these towns and the purchase of 500 books by authors from the State of Rio Grande do Norte.

The Energy for the Future program, which was set up in 2014 by Elektro, recruits young people in shelters and gives them a path. These are children who have been removed from their families because they are victims of violence or domestic neglect. When they reach 18, they have to leave the shelters and stand on their own two feet. But many of them do not know where to start. At Elektro, sponsors take responsibility for a teenager, playing the role of a mentor. The young people undergo training in presentation techniques; career counseling, and lectures with market professionals. By means of the program, they get a chance to join Elektro or one of its partner companies as an employee. 86 young people have already gone through this program.

#### *Energy Efficiency*

Neoenergia Group's Energy Efficiency Program, which is regulated by Aneel, focuses on promoting the safe and efficient use of electricity. Among the

actions that were worthy of note in 2017 are the Vale Luz project, which fosters the exchange of recyclable waste for discounts in the electricity bills, and energy efficiency in public buildings in the States of Bahia, Pernambuco and Rio Grande do Norte.

The Vale Luz project is part of the Energy Efficiency Program. Launched in 2008, the project includes customers of Coelba, Celpe and Cosern and, in 2017, began to accept used cooking oil as one of the recyclable items. In addition to enable some consumers to reduce their bills to zero, the project encourages selective collection and the proper disposal of the waste collected, thus contributing to environmental preservation. The project has already collected about 720 tonnes of recyclable material (BA, PE and RN).

The projects regarding energy efficiency of public and philanthropic buildings include the group's four distribution companies - Coelba, Celpe, Cosern and Elektro (SP and MS). These are schools, hospitals, nursing homes, kindergartens, town halls and other institutions that are contemplated with projects to replace lamps, reactors and light bulbs, among other items. In the State of Bahia, for example, the traditional Castro Alves Theater was benefited in 2017 by this project.

Along with a great many other initiatives in this area, we can also highlight the Tô Ligado na Energia Festival, which is a set of educational actions for listening and talking to teenagers, teachers, family members and the community. It encourages a variety of artistic productions, which culminates in a gymkhana about efficient and safe energy consumption. The project has already been implemented in the States of Bahia, Pernambuco and Rio Grande do Norte, and benefited 8,147 participants in 2017.

#### *Innovation, Research and Development*

Neoenergia Group's investments in R&D comply with the provisions of Law 9.991/2000, under which Distribution companies should set aside 0.5% of their net operating revenue (NOR) for investing in R&D, and 0.5% in Energy Efficiency (EE). The Generation and Transmission companies are obliged to apply 1% of their NOR just in R&D. These investments are regulated by Aneel.

The projects revolve around five strategic themes: Smart Network; Quality and Reliability; Safety of Facilities and People; Fighting Losses; and Business Sustainability. They guide the prospection and development of R&D actions. In addition to a management team which is made up of 16 professionals, the R&D area has more than 80 professionals from different areas of the company, who operate as researchers on the projects developed by the group. Shown below are some of the highlights for 2017.

The R&D project that is being developed and which is regarded as Neoenergia Group's most ambitious one is the "Development of Domestic Technology for Smart Networks". Three distribution companies (Coelba, Celpe and Cosern) are taking part in the first phase of this project, which began in 2016. This first stage will last for three years, at a cost of roughly R\$28 million. By November/17, R\$12.3 million had already been invested in the project.

In 2017, the proposal for the Project "Development of Technology for Smart Electricity Networks - Infrastructure (step 2)" was also approved. Initiated in December 2017, this project aims to develop six prototypes of a communication hub, 40 gateways and 40 modems with cryptographic modules that will enable the secure communication of the devices that make up the Smart Networks. The development of this project was motivated by the need to obtain economically viable solutions for Neoenergia's distribution companies,

which can help improve the indicators in relation to Service Quality, Reduction of Losses and improvement of the electricity network's safety. Smart Electricity Networks depend on a communication structure that is reliable, secure and available for connecting the distribution network's devices to their respective systems. The integration of various media into a single piece of equipment, as well as interoperability in communication and security against cyber attacks, will make this product applicable to any distribution company. The investments planned for this project are in the order of R\$17 million.

In 2017 Celpe started work on five projects, one of which was related to the storage of energy in Fernando de Noronha. The project got underway in July 2017 and should be concluded in 48 months, with investments in excess of R\$21 million. The objective is to develop a methodology for the optimization of management of a hybrid system of photovoltaic energy generation, diesel and energy storage system with Li-Ion and vanadium flow battery technologies, based and validated in a pilot project operating in an isolated area, namely the Island of Fernando de Noronha.

With a focus on energy distribution, Cosern's R&D project "Assessment of the Structural Integrity of Distribution Posts by means of Dynamic Monitoring", which got underway in January 2017, was created to solve a problem identified from inspections in lampposts in the streets. When carrying out maintenance work on power networks, technicians noted that in certain situations, even with visual inspection, damage to the equipment structures was not detected. The purpose of this project is to produce a system capable of assessing the integrity of the lampposts using sensors, mathematical models and a diagnostic application. R\$3.6 million will be invested.

At Elektro Redes, the highlight is the Elektro Intelligent City project. With a focus on testing new technologies and new forms of operation based on measurement concepts and smart networks, in partnership with technology institutes and suppliers, Elektro Redes, developed the Intelligent City prototype, aiming at growth in the interactions between customers and the electricity distribution companies, as well as efficiency in their operations. The project got underway in May 2013 with the purpose of being used as a major test of the new smart network technologies and was developed in the municipality of São Luiz do Paraitinga (SP). It envisaged the application of technologies, innovative solutions for automation and operation of the energy network involving distributed generation, telemetering, insertion of electric vehicles and the offer of new services. The studies permitted a better assessment of the effects of the new technologies for a possible expansion in the other locations that the company attends.

#### *Environment*

In 2017, Neoenergia Group updated its Social and Environmental Policy, a document that guides the decision-making of its companies in adopting sustainable practices for the processes, products and services related to electricity generation, transmission, distribution and trading.

The Policy ratifies the protection of the environment as an important factor for the sustainability of Neoenergia's business, and one which should be taken into account right from the planning stage to the carrying out of its activities. In addition, it delegates responsibility for compliance with the commitments established in the Policy to all professionals, suppliers and service providers of the Group and its subsidiaries.

Among the principles established in the document are: the reduction of social and -environmental impacts; the conservation of biodiversity, natural resources, historical and cultural heritage and protected and traditional communities; integrity and compliance with the Law; commitment to continuous improvement; and communication with stakeholders in order to promote sustainability; and engagement and innovation.

#### *Awards and Recognition*

##### *Época Green Company Award*

Awarded by Época magazine, the prize is for a pioneering project in Brazil for the generation of renewable energy from biogas obtained from solid waste. The alternative-source generation plant operates in the Camará Shopping Mall, in the municipality of Camaragibe, part of the Metropolitan Region of Recife, and its installed capacity is 30 kW.

##### *Empresa Pró-Ética*

For the second consecutive year, Neoenergia has been awarded the *Empresa Pró Ética Seal*, by Instituto Ethos and the Office of the Comptroller General. Of the 375 organizations entered, only 23 received the award. It confirms that Neoenergia's Integrity Program is in line with Brazilian law and the best compliance practices.

##### *Aberje Award*

Neoenergia was awarded the prize by Aberje, (Brazilian Association of Corporate Communication), in the category Communication of Corporate Sustainability Programs, for its project "The Electrifying Adventures of Paxuá and Paramim", created in partnership with the artist Carlinhos Brown.

##### *Latin American Counsel Awards*

Neoenergia Group was one of the four best in the "Litigation" category.

##### *Você S.A*

Selected for the first time as one of the Best Companies to Work For in Brazil.

Você S.A  
 Selected for the third consecutive year as one of the Best Companies for Starting a Career in Brazil.

## 28. HEALTH AND SAFETY

Neoenergia Group's Value No. 1 is Safety – *We put people's lives in first place* – and the staff understand and recognize that this is one of the Company's priorities.

Neoenergia Group companies have a Health and Safety Management System intended to promote an accident prevention culture, by controlling risks and their effects, and to ensure safe behavior and compliance with the law and Company policy.

The safety culture has been reinforced since the introduction of the Safe Behavior Day in 2014, with a view to disseminating a culture change through an appreciation of the value of lives. This program includes behavioral observation to identify shortcomings – such as people's reactions and positions, the use of individual and collective protection gear, tools and equipment – and to change procedures in order to achieve the zero accident goal; Strategy, Safety and Behavior Talks (DESC), and monthly safety committee meetings to analyze reactive and proactive performance indicators.

In addition to its workforce, the Company arranges safety events for the community, such as training in electrical installations for civil construction workers, lectures in schools and widespread publicity on the safe and efficient use of electricity, and educational campaigns on the social networks. In addition, suppliers are required to read and accept the Company's Health and Safety Policy when registering their employees.

With these and other initiatives, Neoenergia Group companies expect

to attain the health and safety levels of a world class organization, where everyone is committed to safe behavior.

## 29. OTHER HIGHLIGHTS

### 29.1. Rating

#### 13.1.1. Standard & Poor's

On March 27, 2017, S&P confirmed the corporate credit ratings set by the previous review for Neoenergia and its subsidiaries.

On January 12, 2018, Standard & Poor's (S&P) lowered the corporate credit ratings of Neoenergia and its subsidiaries to 'BB-' on the Global Scale and 'brAA-' / Stable Outlook on the Brazil National Scale. This change mirrored the cut in Brazil's sovereign rating, due to the fact that Neoenergia operates in a regulated sector.

On January 24, 2018, S&P confirmed the long-term corporate credit ratings at 'BB-' on the global scale and 'brAA-/brA-1+' for long and short-term ratings on the Brazil National Scale which had been attributed to Neoenergia and its subsidiaries on January 12. The outlook for the corporate ratings continues to be stable.

Corporate Rating – Domestic Scale	2016	2017	2018
<b>NEOENERGIA</b>	<b>AA-</b>	<b>AA-</b>	<b>AA-</b>
Outlook	Negative	Negative	Stable
<b>COELBA</b>	<b>AA-</b>	<b>AA-</b>	<b>AA-</b>
Outlook	Negative	Negative	Stable
<b>CELPE</b>	<b>AA-</b>	<b>AA-</b>	<b>AA-</b>
Outlook	Negative	Negative	Stable
<b>COSERN</b>	<b>AA-</b>	<b>AA-</b>	<b>AA-</b>
Outlook	Negative	Negative	Stable
<b>ELEKTRO REDES</b>	<b>AA-</b>	<b>AA-</b>	<b>AA-</b>
Outlook	Negative	Negative	Stable
<b>ITAPEBI (Issue Rating)</b>	A+	A+	-
<b>TERMOPE (Issue Rating)</b>	A+	A+	A+
<b>NC Energia (Issue Rating)</b>	A+	A+	A+

#### 13.1.2. Fitch

On July 26, 2017, Fitch Ratings gave Elektro Redes a credit rating of AA+, negative watch. On September 4 the negative watch was removed and the rating lowered to AA-, with a stable outlook; and on December 14 the agency confirmed this credit rating for the Company.

Fitch gave Calango 6 an A+ rating on January 18, 2016, with a stable outlook. On June 16 the agency placed this rating on positive watch. On January 5, 2018, Fitch raised the rating to AA-, with a stable outlook.

For Lagoa 1, the rating given by Fitch on July 11, 2017, was A+. It was raised to AA- on October 2, and on January 4, 2018, this rating was confirmed, with a stable outlook.

Corporate Rating – Domestic Scale	2016	2017	2018
<b>ELEKTRO REDES</b>	-	<b>AA-(bra)</b>	<b>AA-</b>
Outlook	-	Stable	Stable
<b>Calango 6 (Issue Rating)</b>	<b>A+</b>	<b>A+</b>	<b>AA-</b>
<b>Lagoa 1 (Issue Rating)</b>	-	<b>AA-</b>	<b>AA-</b>

### 30. INDEPENDENT AUDITORS

In compliance with CVM Instruction No. 308 of May 14, 1999, on June 30, 2017 the Company entered into an agreement for the supply of audit services with KPMG Auditores Independentes, replacing ERNST & YOUNG Terco Auditores Independentes S.S. on the expiry of the service agreement with the latter. Thus the Company's quarterly information (TIR) for the second quarter of 2017 was reviewed by KPMG.

During 2017 these firms provided the following audit and audit-related services: review of quarterly financial information, audit of annual financial statements, and some services relating to Previously Agreed Procedures for the specific use of the company. All these

services were evaluated in respect of the nature and risks of conflicts of interest. In our opinion these services did not give rise to any risk of loss of independence.

The Company's policy for engaging other services from its external auditors is based on the following principles that preserve the auditor's independence: (a) the auditor may not audit his own work; (b) the auditor may not exercise any management function in the Company; and (c) the auditor may not promote the interests of the Company.

The Company receives from its independent auditor, at least once a year, a report of all relationships between the independent auditor and the entity audited which might reasonably be considered to compromise its independence.

Neither EY nor KPMG provided services unrelated to auditing in the year 2017.

### 31. ACKNOWLEDGEMENTS

NEOENERGIA thanks its shareholders, the members of the board of directors and the fiscal council, our clients and suppliers, the municipal, state and federal governments and other authorities, and the regulatory agencies and sector agents, for their confidence in us during 2017, and in particular we thank our staff for their dedication and efforts in the pursuit of the Company's goals.

## 32. BALANCE SHEET

SOCIAL BALANCE SHEET REGARDING THE FOLLOWING PERIODS:  
 DECEMBER 31<sup>st</sup> 2017 AND DECEMBER 31<sup>st</sup> 2016 (ADDITIONAL INFORMATION)

1 - CALCULATION BASIS		2017				2016 (reclassified)			
		R\$ thousand				R\$ thousand			
Net Revenue		20,517,519				14,839,697			
Operating Income		2,115,376				1,857,425			
Gross Payroll		1,004,560				706,876			
Total Value Added		13,526,783				13,587,114			
2 - INTERNAL SOCIAL INDICATORS		R\$ thousand	% of FPB	% of RL	% of VAT	R\$ thousand	% of FPB	% of RL	% of VAT
Meals		72,279	7.20%	0.35%	0.53%	48,943	6.92%	0.33%	0.36%
Mandatory Social Charges		196,225	19.53%	0.96%	1.45%	180,949	25.60%	1.22%	1.33%
Private pension plan *		(63,313)	-6.30%	-0.31%	-0.47%	(57,310)	-8.11%	-0.39%	-0.42%
Health		133,287	13.27%	0.65%	0.99%	74,776	10.58%	0.50%	0.55%
Occupational health and safety		14,163	1.41%	0.07%	0.10%	9,374	1.33%	0.06%	0.07%
Education		2,591	0.26%	0.01%	0.02%	1,925	0.27%	0.01%	0.01%
Culture		244	0.02%	0.00%	0.00%	619	0.09%	0.00%	0.00%
Professional training and development		12,227	1.22%	0.06%	0.09%	5,490	0.78%	0.04%	0.04%
Day-care and day-care allowance		9,664	0.96%	0.05%	0.07%	7,530	1.07%	0.05%	0.06%
Sports		484	0.05%	0.00%	0.00%	350	0.05%	0.00%	0.00%
Transportation		3,491	0.35%	0.02%	0.03%	1,842	0.26%	0.01%	0.01%
Profit Sharing		115,960	11.54%	0.57%	0.86%	55,290	7.82%	0.37%	0.41%
Others		8,995	0.90%	0.04%	0.07%	3,099	0.44%	0.02%	0.02%
<b>Total - Internal Social Indicators</b>		<b>506,297</b>	<b>50.40%</b>	<b>2.47%</b>	<b>3.74%</b>	<b>332,876</b>	<b>47.09%</b>	<b>2.24%</b>	<b>2.45%</b>
3 - EXTERNAL SOCIAL INDICATORS		R\$ thousand	% of RO	% of RL	% of VAT	R\$ thousand	% of RO	% of RL	% of VAT
Education		9,491	0.94%	0.05%	0.07%	2,155	0.12%	0.01%	0.02%
Culture		64,744	6.45%	0.32%	0.48%	60,469	3.26%	0.41%	0.45%
Healthcare and Sanitation		632	0.06%	0.00%	0.00%	651	0.04%	0.00%	0.00%
Sport		529	0.05%	0.00%	0.00%	528	0.03%	0.00%	0.00%
Fighting hunger and food safety		-	0.00%	0.00%	0.00%	17	0.00%	0.00%	0.00%
Social Development		798,288	79.47%	3.89%	5.90%	488,425	26.30%	3.29%	3.59%
Technical R&D		77,154	7.68%	0.38%	0.57%	51,581	2.78%	0.35%	0.38%
Others		1,042	0.10%	0.01%	0.01%	1,862	0.10%	0.01%	0.01%
<b>Total contributions to society</b>		<b>951,882</b>	<b>94.76%</b>	<b>4.64%</b>	<b>7.04%</b>	<b>605,687</b>	<b>32.61%</b>	<b>4.08%</b>	<b>4.46%</b>
Tax (excl. social charges)		8,243,359	820.59%	40.18%	60.94%	6,941,630	373.72%	46.78%	51.09%
<b>Total - External social indicators</b>		<b>9,195,241</b>	<b>915.35%</b>	<b>44.82%</b>	<b>67.98%</b>	<b>7,547,317</b>	<b>406.33%</b>	<b>50.86%</b>	<b>55.55%</b>
4 - ENVIRONMENTAL INDICATORS		R\$ thousand	% of RO	% of RL	% of VAT	R\$ mil	% of RO	% of RL	% of VAT
Investment in company operations		593,235	59.05%	2.89%	4.39%	491,436	151.52%	19.75%	21.40%
Investment in external programs and projects		52,714	5.25%	0.26%	0.39%	59,055	31.8%	0.40%	0.43%
<b>Total environmental investment</b>		<b>645,949</b>	<b>64.30%</b>	<b>3.15%</b>	<b>4.78%</b>	<b>550,491</b>	<b>154.70%</b>	<b>20.15%</b>	<b>21.83%</b>
Number of environmental, administrative and judicial proceedings filed against the company.			82				118		
Amount of fines and indemnities for environmental matters imposed administratively or judicially.			69				357		
Environmental liabilities and contingencies.			19				4		
In respect of annual targets for minimizing waste and overall consumption in production/operation, and for increasing efficiency in the use of natural resources, the company:		( ) Has no Targets	( ) Meets 0 to 50%	( ) Meets 51 to 75%	(x) Meets 76 to 100%	( ) Has no Targets	( ) Meets 0 to 50%	( ) Meets 51 to 75%	(x) Meets 76 to 100%
5 - STAFF INDICATORS		2017				2016 (reclassified)			
No. of employees at the end of the period		10,073				5,737			
No. of admissions during the period		1,317				767			
No. of terminations during the period		701				409			
No. of outsourced employees		26,490				22,261			
No. of interns		427				434			
No. of employees more than 45 years of age		1,858				1,364			
No. of employees by age bracket, as follows:									
Younger than 18		3				0			
from 18 to 35 years old		5,210				2,972			
from 36 to 60 years old		4,777				2,711			
more than 60 years old		83				54			
No. of employees by level of schooling, in the following categories:									
illiterate		0				0			
complete elementary and junior high school		75				186			
complete senior high school		4,524				1,699			
technical training		1,911				1,497			
higher education		2,836				1,853			
graduate degrees		727				502			
No. of employees by gender:									
male		8,144				4,343			
female		1,929				1,394			
% of management positions by gender:									
male		77%				76%			
female		23%				24%			
No. of afro-descendants working in the company		1,362				398			
% of management positions held by black people		2%				6%			
No. of handicapped or special-needs employees		343				237			
Gross compensation broken down by:									
Employees		485,910				395,833			
Managers		35,588				18,184			
Outsourced staff		0				0			
Self-employed staff		0				0			

6 – MATERIAL INFORMATION ON EXERCISE OF CORPORATE CITIZENSHIP	2017			2016 (Reclassified)		
Ratio between the highest and lowest compensation in the company	223			169		
Total number of occupational accidents	35			40		
Social and environmental projects undertaken by the company were decided by:	<input type="checkbox"/> board	<input checked="" type="checkbox"/> board and management	<input type="checkbox"/> all staff	<input type="checkbox"/> board	<input checked="" type="checkbox"/> board and management	<input type="checkbox"/> all staff
Occupational health and safety standards were defined by:	<input type="checkbox"/> board and management	<input checked="" type="checkbox"/> all staff + CIPA	<input type="checkbox"/> all staff	<input type="checkbox"/> board and management	<input checked="" type="checkbox"/> all staff + CIPA	<input type="checkbox"/> all staff
In respect of union freedom, rights to collective bargaining and internal staff representation, the company:	<input type="checkbox"/> does not get involved	<input type="checkbox"/> follows ILO guidelines	<input checked="" type="checkbox"/> encourages and follows ILO	<input type="checkbox"/> does not get involved	<input type="checkbox"/> follows ILO guidelines	<input checked="" type="checkbox"/> encourages and follows ILO
The pension plan applies to:	<input type="checkbox"/> board	<input type="checkbox"/> board and management	<input checked="" type="checkbox"/> all staff	<input type="checkbox"/> board	<input type="checkbox"/> board and management	<input checked="" type="checkbox"/> all staff
Profit or income sharing applies to	<input type="checkbox"/> board	<input type="checkbox"/> board and management	<input checked="" type="checkbox"/> all staff	<input type="checkbox"/> board	<input type="checkbox"/> board and management	<input checked="" type="checkbox"/> all staff
In selecting suppliers, the company's own standards of ethics and social and environmental responsibility:	<input type="checkbox"/> are ignored	<input type="checkbox"/> are suggested	<input checked="" type="checkbox"/> are required	<input type="checkbox"/> are ignored	<input type="checkbox"/> are suggested	<input checked="" type="checkbox"/> are required
In respect of employees' participation in voluntary work programs, the company:	<input type="checkbox"/> does not get involved	<input checked="" type="checkbox"/> supports	<input type="checkbox"/> organizes and encourages	<input type="checkbox"/> does not get involved	<input type="checkbox"/> supports	<input checked="" type="checkbox"/> organizes and encourages
<b>Civil Litigation:</b>						
<b>Total number of consumer complaints and criticisms submitted:</b>						
To the company	709,488			148,037		
To Procon	3,339			1,920		
To the courts	43,328			44,697		
<b>% of complaints and criticisms resolved:</b>						
By the company	100%			96%		
By Procon	90%			58%		
By the courts	117%			54%		
<b>Amount of fines and indemnities to customers imposed by consumer protection organizations or the courts</b>	142,482			92,200		
Labor contingencies and liabilities:	Policy and internal procedures revision to standardize the complaints in the Company ISO 9001 recertification in the treatment and registration of complaint notes Publishment in website and social media of consumption simulator, avoiding customers complaints			ISO 9001 certification to attend one Aneel's request aiming the best Call Center of Brazil Customer Central implementation aiming the anticipation of customer requests and satisfaction improvement. Update of letter models to answer complaints		
<b>Labor contingencies and liabilities:</b>						
<b>Number of labor claims:</b>						
Filed against the company	1,988			2,183		
Granted	700			1,064		
Rejected	433			279		
<b>Total amount of indemnities and fines paid as a result of a court ruling</b>	142,609			48,328		
<b>Total value added for distribution (in R\$ thousands)</b>	13,526,783			13,587,114		
<b>Distribution of value added (DVA):</b>						
To government (%)	62%			52%		
To staff (%)	7%			5%		
To shareholders (%)	3%			3%		
To third parties (%)	28%			40%		

**7 - OTHER INFORMATIONS**

CNPJ: 01.083.200/0001-18

To clarifications regarding the declared information: Phone: (21) 3235-9501 E-mail: henrique.sloboda@neoenergia.com  
 This company does not use child labor or slave labor, has no involvement with prostitution or sexual exploitation of children or  
 Our company values and respect diversity, internal and externally.  
 Information not validated by independent auditors.  
 \* Reversal of the surplus reserve of the pension plan

## DISCLAIMER

This document has been prepared by Neoenergia S.A. ("NEOENERGIA") to give an overview of the Company and its business. The document is the property of NEOENERGIA and may not be used for any other purpose without our prior written authorization.

The information contained in this document reflects current conditions and our views as of the date hereof, and is subject to change. The document contains statements based on the expectations and forecasts of NEOENERGIA relating to future events. Such expectations involve a number of risks and uncertainties, and accordingly results and consequences may be different from those discussed and anticipated here, and the Company cannot guarantee that they will be achieved.

All material information on events during the year and used by the Company management is contained in this document or in our Annual Report.

Further information on the Company can be found in the Reference Form, which is available on the CVM website and on the NEOENERGIA Investor Relations website.