

São Paulo, 23 de março de 2017 – A CPFL Energia S.A. (BM&FBOVESPA: CPFE3 e NYSE: CPL), anuncia seu **resultado do 4T16**. As informações financeiras e operacionais a seguir, exceto quando indicado de outra forma, são apresentadas em bases consolidadas e de acordo com a legislação aplicável. As comparações referem-se ao 4T15, salvo indicação contrária.

CPFL ENERGIA ANUNCIA OS RESULTADOS DE 2016

Indicadores (R\$ Milhões)	4T16	4T15	Var.	2016	2015	Var.
Vendas na Área de Concessão - GWh	15.484	14.504	6,8%	56.987	57.558	-1,0%
Mercado Cativo	11.038	10.621	3,9%	41.277	41.730	-1,1%
Cliente Livre	4.446	3.883	14,5%	15.710	15.829	-0,8%
Receita Operacional Bruta	8.596	8.719	-1,4%	30.785	34.302	-10,3%
Receita Operacional Líquida	5.512	4.930	11,8%	19.112	20.599	-7,2%
EBITDA ⁽¹⁾	1.004	1.149	-12,6%	4.126	4.143	-0,4%
Lucro Líquido	137	363	-62,2%	879	875	0,4%
Investimentos ⁽²⁾	694	503	37,9%	2.288	1.465	56,2%

Notas:

(1) O EBITDA é calculado a partir da soma do lucro líquido, impostos, resultado financeiro e depreciação/amortização, conforme Instrução CVM 527/12. Vide cálculo no item 4.6 deste relatório;

(2) Inclui investimento relacionado à construção de linhas de transmissão da CPFL Transmissão Piracicaba e Morro Agudo que, de acordo com o IFRIC 12, está registrado como "Ativos Financeiros da Concessão" (ativo não circulante). Não inclui obrigações especiais.

DESTAQUES 2016

- Redução da carga medida na área de concessão **(-3,3%)**;
- Manutenção da **d demanda contratada: -0,8%** Fora Ponta e **-0,6%** Ponta (dez/16 x dez/15);
- Reduções de **7,2%** na **Receita Operacional Líquida** e de **0,4%** no **EBITDA**;
- Investimentos de **R\$ 694 milhões** no **4T16** e de **R\$ 2.288 milhões** em **2016**;
- Dívida líquida *pro forma* de **R\$ 13,2 bilhões** e alavancagem de **3,21x Dívida Líquida/EBITDA pro forma**;
- Entrada em operação dos complexos eólicos Campo dos Ventos e São Benedito (**231 MW**) em dez/16;
- Início da consolidação da **RGE Sul** na CPFL Energia em nov/16;
- **Alienação do controle da CPFL Energia para a State Grid: venda das participações societárias da Camargo Corrêa, Previ e Bonaire** em 23/jan/17;
- Manutenção das **ações da CPFL Energia** na carteira do **ISE** (Índice de Sustentabilidade Empresarial, da BM&FBOVESPA), pelo **12º ano consecutivo**.

Teleconferência em Português com Tradução Simultânea para o Inglês (Q&A Bilíngue)

- Sexta-feira, 24 de março de 2017 – 11h00 (Brasília), 10h00 (ET)
- ☎ Português: 55-11-3193-1001 ou 55-11-2820-4001 (Brasil)
- ☎ Inglês: 1-888-700-0802 (EUA) e 1-786-924-6977 (Outros Países)
- **Webcast:** www.cpfl.com.br/ri

Área de Relações com Investidores

55-19-3756-6083
ri@cpfl.com.br
www.cpfl.com.br/ri

ÍNDICE

1) MENSAGEM DO PRESIDENTE	4
2) VENDAS DE ENERGIA.....	6
2.1) Vendas na Área de Concessão das Distribuidoras.....	6
2.1.1) Participação de cada Classe nas Vendas na Área de Concessão	8
2.1.2) Vendas no Mercado Cativo	8
2.1.3) Cliente Livre (consumo dos clientes livres).....	9
2.2) Demanda Contratada (% - alta tensão)	9
2.3) Capacidade Instalada da Geração.....	10
3) INFORMAÇÕES SOBRE PARTICIPAÇÕES SOCIETÁRIAS E CRITÉRIOS DE CONSOLIDAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS	11
3.1) Consolidação da CPFL Renováveis.....	13
3.2) Consolidação da RGE Sul.....	13
3.3) Apresentação do Desempenho Econômico-Financeiro.....	13
4) DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO.....	14
4.1) Abertura do desempenho econômico-financeiro por segmento de negócio.....	14
4.2) Reclassificação do Ativo Financeiro da Concessão	15
4.3) Ativos e Passivos Financeiros Setoriais.....	15
4.4) Receita Operacional	16
4.5) Custo com Energia Elétrica	16
4.7) EBITDA.....	22
4.8) Resultado Financeiro.....	23
4.9) Lucro Líquido.....	25
5) ENDIVIDAMENTO.....	26
5.1) Dívida	26
5.2) Dívida no critério <i>Covenant</i>	27
5.2.1) Cronograma de Amortização da Dívida no critério <i>Covenant</i>	27
5.2.2) Indexação e Custo da Dívida no critério <i>Pro Forma</i>	28
5.3) Dívida Líquida no critério <i>Covenant</i> e Alavancagem	29
6) INVESTIMENTOS	30
6.1) Investimentos realizados	30
6.2) Investimentos projetados	31
7) DESTINAÇÃO DO RESULTADO.....	31
8) MERCADO DE CAPITAIS.....	32
8.1) Desempenho das Ações	32
8.2) Volume Médio Diário	32
9) GOVERNANÇA CORPORATIVA.....	33
10) ESTRUTURA SOCIETÁRIA.....	34
10.1) Transação State Grid	35
11) DESEMPENHO DOS SEGMENTOS DE NEGÓCIO.....	39
11.1) Segmento de Distribuição	39
11.1.1) Desempenho Econômico-Financeiro	39
11.1.1.1) Reclassificação do Ativo Financeiro da Concessão	39
11.1.1.2) Ativos e Passivos Financeiros Setoriais	39
11.1.1.3) Receita Operacional.....	40
11.1.1.4) Custo com Energia Elétrica.....	41
11.1.1.5) Custos e Despesas Operacionais	43

11.1.1.6) EBITDA.....	46
11.1.1.7) Resultado Financeiro	46
11.1.1.8) Lucro Líquido.....	48
11.1.2) Eventos tarifários.....	49
11.1.3) Indicadores Operacionais.....	51
11.2) Segmento de Comercialização e Serviços	53
11.2.1) Segmento de Comercialização	53
11.2.2) Segmento de Serviços	54
11.3) Segmento de Geração Convencional	54
11.3.1) Desempenho Econômico-Financeiro	54
11.3.1.1) Receita Operacional.....	55
11.3.1.2) Custo com Energia Elétrica.....	55
11.3.1.3) Custos e Despesas Operacionais	57
11.3.1.4) Equivalência Patrimonial	58
11.3.1.5) EBITDA.....	60
11.3.1.6) Resultado Financeiro	61
11.3.1.7) Lucro Líquido.....	62
11.4) CPFL Renováveis.....	62
11.4.1) Desempenho Econômico-Financeiro	62
11.4.1.1) Variações na DRE da CPFL Renováveis.....	62
11.4.1.2) Receita Operacional.....	62
11.4.1.3) Custo com Energia Elétrica.....	63
11.4.1.4) Custos e Despesas Operacionais	65
11.4.1.5) EBITDA.....	66
11.4.1.6) Resultado Financeiro	66
11.4.1.7) Lucro Líquido.....	67
11.4.2) Status dos Projetos de Geração – 100%	68
12) ANEXOS.....	69
12.1) Balanço Patrimonial (Ativo) – CPFL Energia	69
12.2) Balanço Patrimonial (Passivo) – CPFL Energia.....	70
12.3) Demonstração de Resultados – CPFL Energia	71
12.4) Fluxo de Caixa – CPFL Energia	72
12.5) Demonstração de Resultados – Segmento de Geração Convencional.....	73
12.6) Demonstração de Resultados – CPFL Renováveis.....	74
12.7) Demonstração de Resultados – Segmento de Distribuição	75
12.8) Demonstração de Resultados – Segmento de Distribuição (sem RGE Sul)	76
12.9) Desempenho Econômico-Financeiro por Distribuidora.....	77
12.10) Vendas na Área de Concessão por Distribuidora (em GWh)	80
12.11) Vendas no Mercado Cativo por Distribuidora (em GWh).....	81
12.12) Reconciliação do indicador Dívida Líquida/Ebitda Pro Forma da CPFL Energia para fins de cálculo dos <i>covenants</i> financeiros	82

1) MENSAGEM DO PRESIDENTE

O ano de 2016 foi bastante desafiador para a maioria das companhias que atuam no Brasil. A economia brasileira enfrentou uma de suas crises mais agudas, com desaceleração da atividade econômica e instabilidade no campo político.

Ainda assim, o ambiente de negócios no setor elétrico brasileiro apresentou significativa melhoria, após a superação de questões regulatórias fundamentais para a estabilidade e atratividade do setor. Soma-se a isso a nova visão que passou a predominar na condução da política energética nacional pelo governo, com a nomeação de uma equipe para a área de energia mais alinhada às tendências modernizantes do setor elétrico global e aberta às dinâmicas de mercado.

O ano que passou foi marcado por frequentes discussões acerca das novas forças que estão orientando a evolução do setor elétrico. Desde a maneira como as empresas fazem negócios até como se relacionam com os consumidores. Vivenciaremos um período de transição da cadeia clássica de fornecimento de energia para um mercado mais aberto e dinâmico, mais digital, próximo ao cliente, mais competitivo e muito mais tecnológico. Além de focar na construção de novas usinas, redes elétricas e linhas de transmissão, as companhias mais bem-sucedidas neste novo contexto serão aquelas que forem capazes de atender as necessidades dos consumidores.

É neste contexto que as vantagens competitivas da CPFL Energia fazem a diferença. Nossa estratégia e gestão corporativa integradas e a nossa robustez financeira nos credenciam para atuarmos como protagonistas nestas novas frentes de evolução do mercado.

Nossa plataforma corporativa está preparada para as novas rotas de crescimento e modernização do setor. O modelo de atuação que adotamos é formado por três pilares, que funcionam de forma integrada. O primeiro deles é a estrutura corporativa, responsável pela formulação estratégica e financeira e pelas diretrizes de sustentabilidade, comunicação e recursos humanos. O segundo pilar é o nosso centro de serviços compartilhados, que gere as atividades de suporte comuns às empresas do Grupo como, por exemplo, folha de pagamento e serviços de tecnologia da informação. No terceiro pilar, estão as unidades de negócio. Assim, capturamos sinergias com mais agilidade e asseguramos a qualidade na prestação de serviços para nossos clientes.

Aliada à gestão corporativa integrada, temos uma estrutura de capital saudável e compatível com os riscos e desafios de uma empresa do nosso setor, o que nos possibilita acessar linhas de financiamento competitivas e próprias para o nosso perfil de investimentos.

Nossos resultados de 2016 refletiram as sinergias da gestão integrada dos negócios e a robustez de nossa estrutura de capital. Tivemos um EBITDA estável ante 2015, totalizando R\$ 4,13 bilhões e um lucro líquido também estável, chegando a R\$ 879 milhões, resultados que demonstram a importância da diversificação de nossos negócios. Reduzimos nossa alavancagem para 3,21x Dívida líquida/EBITDA, patamar adequado para uma companhia com as nossas características.

No 1S16, demos início ao novo ciclo de consolidação do setor de distribuição de energia no Brasil, com a aquisição da AES Sul, agora RGE Sul. A transação foi concluída em novembro e representou investimento de R\$ 1,7 bilhão. Esta aquisição agregou 1,3 milhão de clientes à nossa base, que já ultrapassa nove milhões de consumidores. Além disso, avançamos na estratégia de crescimento dos negócios não-regulados do Grupo, o que nos permitirá participar e influenciar na evolução do mercado livre e na expansão da energia solar no País. Vemos os nossos negócios de comercialização (CPFL Brasil), geração distribuída de energia, eficiência energética (CPFL Eficiência) e serviços de infraestrutura energética (CPFL Serviços) como importantes vetores para o futuro do Grupo.

Evoluímos, também, na geração de energia a partir de fontes alternativas, como solar, eólica, biomassa e pequenas centrais elétricas (PCHs). No ano passado, a CPFL Renováveis alcançou a marca de 2 GW de capacidade instalada, consolidando-se como a maior empresa do ramo na América Latina.

Além dos avanços em nossos negócios, é importante mencionar que promovemos uma importante e planejada transição na administração da Companhia em julho de 2016. Assumi a

presidência da CPFL Energia, sucedendo Wilson Ferreira Junior, que esteve à frente da Companhia por 18 anos.

A outra mudança relevante foi a transação que envolveu a venda do bloco de controle da CPFL Energia para a chinesa State Grid. Trata-se da maior empresa de serviços públicos do mundo e que já está no Brasil desde 2010. A State Grid é uma referência no setor elétrico mundial, com grande foco em novas tecnologias e elevada capacidade financeira. Com visão de longo prazo para os negócios, a State Grid tem demonstrado grande confiança na plataforma e nos profissionais do Grupo CPFL.

Neste cenário positivo de mudanças, tanto para o setor elétrico brasileiro quanto para a CPFL Energia, estou seguro de que nosso modelo de gestão, as prioridades que elegemos e a nossa visão de futuro nos permitirão oferecer as melhores soluções para os nossos clientes e consolidar a nossa posição de liderança no mercado brasileiro.

Finalmente, gostaria de agradecer o empenho e a dedicação de nossos colaboradores, que são os maiores responsáveis pelos resultados que a CPFL Energia vem colhendo ao longo de sua trajetória.

Muito Obrigado.

Andre Dorf

Presidente da CPFL Energia

2) VENDAS DE ENERGIA

2.1) Vendas na Área de Concessão das Distribuidoras

Vendas na Área de Concessão - GWh						
	4T16	4T15	Var.	2016	2015	Var.
Mercado Cativo	11.038	10.621	3,9%	41.277	41.730	-1,1%
Cliente Livre	4.446	3.883	14,5%	15.710	15.829	-0,8%
Total	15.484	14.504	6,8%	56.987	57.558	-1,0%

Vendas na Área de Concessão (sem RGE Sul em nov-dez/16) - GWh						
	4T16	4T15	Var.	2016	2015	Var.
Mercado Cativo	9.886	10.621	-6,9%	40.125	41.730	-3,8%
Cliente Livre	4.146	3.883	6,8%	15.411	15.829	-2,6%
Total	14.032	14.504	-3,3%	55.536	57.558	-3,5%

Nota: A RGE Sul passou a ser consolidada no mês de novembro de 2016. Para mais informações, vide item 3.2 deste relatório.

No 4T16, as vendas na área de concessão, realizadas por meio do segmento de distribuição, totalizaram 15.484 GWh, um aumento de 6,8%, devido principalmente à aquisição da RGE Sul. Desconsiderando o efeito dessa aquisição, as vendas na área de concessão totalizariam 14.032 GWh, uma redução de 3,3%.

As vendas para o mercado cativo totalizaram 11.038 GWh no 4T16, um aumento de 3,9%, devido principalmente à aquisição da RGE Sul; desconsiderando o efeito dessa aquisição, as vendas para o mercado cativo totalizariam 9.886 GWh, uma redução de 6,9%, refletindo o cenário macroeconômico adverso, que vem resultando na queda do consumo e na forte migração de clientes para o mercado livre. Já a quantidade de energia, em GWh, correspondente ao consumo dos clientes livres na área de atuação das distribuidoras do grupo, faturada por meio da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD), atingiu 4.446 GWh no 4T16, um aumento de 14,5%, devido principalmente à aquisição da RGE Sul; desconsiderando o efeito dessa aquisição, a quantidade de energia fatura por meio da TUSD atingiria 4.146 GWh, um aumento de 6,8%.

Em 2016, as vendas na área de concessão totalizaram 56.987 GWh, uma redução de 1,0%. Desconsiderando o efeito da aquisição da RGE Sul, as vendas na área de concessão totalizariam 55.536 GWh, uma redução de 3,5%.

As vendas para o mercado cativo totalizaram 41.277 GWh em 2016, uma redução de 1,1%; desconsiderando o efeito da aquisição da RGE Sul, as vendas para o mercado cativo totalizariam 40.125 GWh, uma redução de 3,8%, refletindo o cenário macroeconômico adverso, que vem resultando na queda do consumo e na forte migração de clientes para o mercado livre. Já a quantidade de energia faturada por meio da TUSD atingiu 15.710 GWh em 2016, uma redução de 0,8%; desconsiderando o efeito da aquisição da RGE Sul, a quantidade de energia fatura por meio da TUSD atingiria 15.411 GWh, uma redução de 2,6%.

Vendas na Área de Concessão - GWh								
	4T16	4T15	Var.	Part.	2016	2015	Var.	Part.
Residencial	4.450	4.093	8,7%	28,7%	16.473	16.164	1,9%	28,9%
Industrial	5.768	5.643	2,2%	37,3%	21.570	22.873	-5,7%	37,9%
Comercial	2.612	2.578	1,4%	16,9%	9.785	9.945	-1,6%	17,2%
Outros	2.653	2.191	21,1%	17,1%	9.160	8.575	6,8%	16,1%
Total	15.484	14.504	6,8%	100,0%	56.987	57.558	-1,0%	100,0%

Vendas na Área de Concessão (sem RGE Sul em nov-dez/16) - GWh								
	4T16	4T15	Var.	Part.	2016	2015	Var.	Part.
Residencial	4.024	4.093	-1,7%	28,7%	16.046	16.164	-0,7%	28,9%
Industrial	5.323	5.643	-5,7%	37,9%	21.124	22.873	-7,6%	38,0%
Comercial	2.406	2.578	-6,7%	17,1%	9.578	9.945	-3,7%	17,2%
Outros	2.280	2.191	4,1%	16,3%	8.787	8.575	2,5%	15,8%
Total	14.032	14.504	-3,3%	100,0%	55.536	57.558	-3,5%	100,0%

Nota: As tabelas de vendas na área de concessão por distribuidora estão anexas a este relatório, no item 12.10.

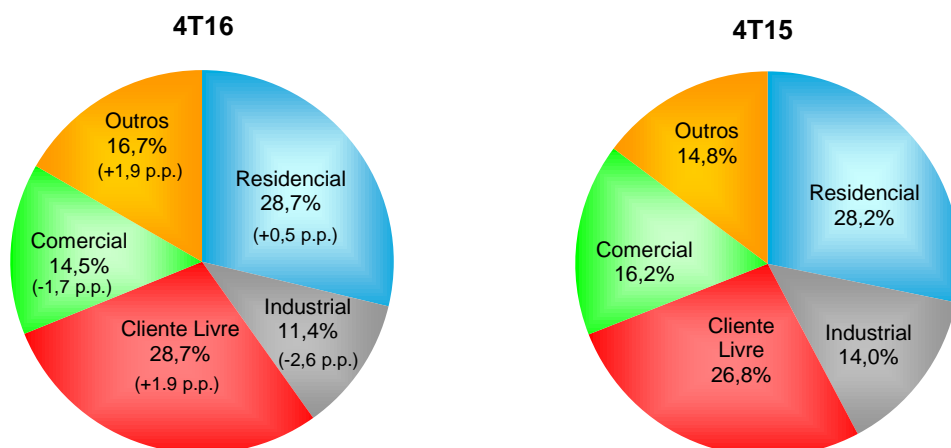
Destacam-se no 4T16, na área de concessão:

- **Classes residencial e comercial (28,7% e 16,9% das vendas totais, respectivamente):** aumentos de 8,7% e de 1,4%, respectivamente, influenciados pela aquisição da RGE Sul. Desconsiderando o efeito dessa aquisição, teríamos reduções de 1,7% e de 6,7%, respectivamente, refletindo a baixa atividade econômica em comparação com o 4T15;
- **Classe industrial (37,3% das vendas totais):** aumento de 2,2%, influenciado pela aquisição da RGE Sul. Desconsiderando o efeito dessa aquisição, teríamos uma redução de 5,7%, refletindo a desaceleração da atividade econômica. Vale ressaltar que um grande cliente do setor siderúrgico na área da CPFL Piratininga reduziu o consumo em 64,2% na comparação com o 4T15; isso representa 3,2% dos 5,7% de redução. Assim, a CPFL Piratininga registrou redução de 13,4% (239 GWh) nessa classe (ou uma redução de 3,7% desconsiderando este cliente). A CPFL Paulista registrou redução de 1,2% (32 GWh) e a RGE teve redução de 2,0% (17 GWh).

Destacam-se em 2016, na área de concessão:

- **Classes residencial e comercial (28,9% e 17,2% das vendas totais, respectivamente):** aumento de 1,9% e redução de 1,6%, respectivamente, influenciados pela aquisição da RGE Sul. Desconsiderando o efeito dessa aquisição, teríamos reduções de 0,7% e de 3,7%, respectivamente, refletindo a baixa atividade econômica em comparação com 2015;
- **Classe industrial (37,9% das vendas totais):** redução de 5,7%, apesar da aquisição da RGE Sul. Desconsiderando o efeito dessa aquisição, teríamos uma redução de 7,6%, refletindo a desaceleração da atividade econômica. Vale ressaltar que um grande cliente do setor siderúrgico na área da CPFL Piratininga reduziu o consumo em 63,0% na comparação com 2015; isso representa 3,2% dos 7,6% de redução. Assim, a CPFL Piratininga registrou redução de 15,3% (1.134 GWh) nessa classe (ou uma redução de 5,3% desconsiderando este cliente). A CPFL Paulista registrou redução de 3,5% (384 GWh) e a RGE teve redução de 3,0% (103 GWh).

2.1.1) Participação de cada Classe nas Vendas na Área de Concessão



Nota: Entre parênteses, a variação em pontos percentuais do 4T15 para o 4T16.

2.1.2) Vendas no Mercado Cativo

Vendas no Mercado Cativo - GWh						
	4T16	4T15	Var.	2016	2015	Var.
Residencial	4.450	4.093	8,7%	16.473	16.164	1,9%
Industrial	1.767	2.035	-13,2%	7.182	8.117	-11,5%
Comercial	2.239	2.351	-4,8%	8.686	9.052	-4,0%
Outros	2.582	2.142	20,5%	8.937	8.396	6,4%
Total	11.038	10.621	3,9%	41.277	41.730	-1,1%

Vendas no Mercado Cativo (sem RGE Sul em nov-dez/16) - GWh						
	4T16	4T15	Var.	2016	2015	Var.
Residencial	4.024	4.093	-1,7%	16.046	16.164	-0,7%
Industrial	1.605	2.035	-21,1%	7.020	8.117	-13,5%
Comercial	2.048	2.351	-12,9%	8.495	9.052	-6,2%
Outros	2.209	2.142	3,1%	8.564	8.396	2,0%
Total	9.886	10.621	-6,9%	40.125	41.730	-3,8%

Nota: As tabelas de vendas no mercado cativo por distribuidora estão anexas a este relatório, no item 12.11.

O aumento de 3,9% (417 GWh) nas vendas para o mercado cativo, de 10.621 GWh no 4T15 para 11.038 GWh no 4T16, foi influenciado pela aquisição da RGE Sul. Desconsiderando o efeito dessa aquisição, as vendas para o mercado cativo totalizariam 9.886 GWh no 4T16, representando uma redução de 6,9% (736 GWh), decorrente principalmente do desempenho das classes industrial e comercial, refletindo a desaceleração da atividade econômica e a migração para o mercado livre, como explicado anteriormente.

A redução de 1,1% (452 GWh) nas vendas para o mercado cativo, de 41.730 GWh em 2015 para 41.277 GWh em 2016, apesar da aquisição da RGE Sul. Desconsiderando o efeito dessa aquisição, as vendas para o mercado cativo totalizariam 40.125 GWh em 2016, representando uma redução de 3,8% (1.604 GWh), decorrente principalmente do desempenho das classes industrial e comercial, refletindo a desaceleração da atividade econômica e a migração para o mercado livre, como explicado anteriormente.

2.1.3) Cliente Livre (consumo dos clientes livres)

Cliente Livre - GWh						
	4T16	4T15	Var.	2016	2015	Var.
Industrial	4.001	3.608	10,9%	14.388	14.757	-2,5%
Comercial	373	226	64,8%	1.099	893	23,1%
Outros	72	48	48,0%	223	179	24,4%
Total	4.446	3.883	14,5%	15.710	15.829	-0,8%

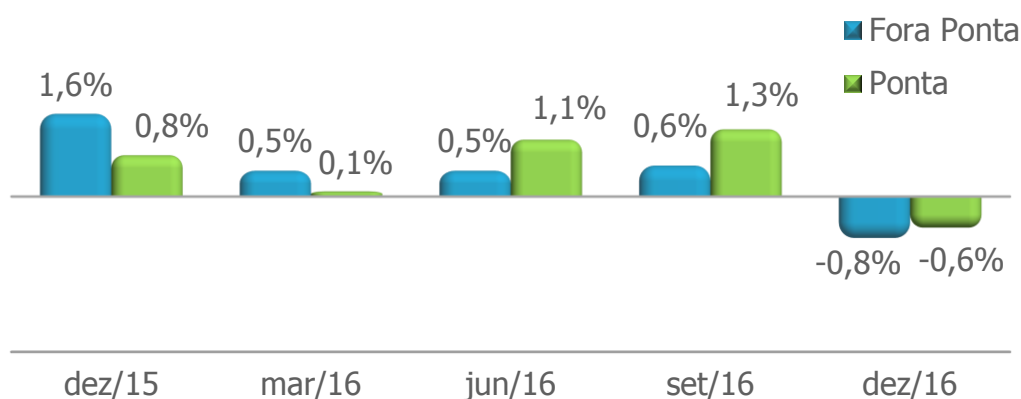
Cliente Livre (sem RGE Sul em nov-dez/16) - GWh						
	4T16	4T15	Var.	2016	2015	Var.
Industrial	3.717	3.608	3,0%	14.104	14.757	-4,4%
Comercial	358	226	57,9%	1.084	893	21,4%
Outros	72	48	48,0%	223	179	24,4%
Total	4.146	3.883	6,8%	15.411	15.829	-2,6%

Cliente Livre por Distribuidora - GWh						
	4T16	4T15	Var.	2016	2015	Var.
CPFL Paulista	2.215	1.959	13,0%	8.125	7.861	3,4%
CPFL Piratininga	1.301	1.347	-3,4%	4.953	5.640	-12,2%
RGE	532	478	11,3%	1.987	1.928	3,1%
CPFL Santa Cruz	21	12	82,4%	62	46	35,6%
CPFL Jaguari	35	23	51,8%	111	75	48,5%
CPFL Mococa	7	8	-7,5%	29	27	7,2%
CPFL Leste Paulista	15	13	15,1%	57	49	15,4%
CPFL Sul Paulista	20	42	-53,0%	87	203	-57,0%
RGE Sul (*)	299	-	-	299	-	-
Total	4.446	3.883	14,5%	15.710	15.829	-0,8%

Nota: (*) Considera a quantidade de energia faturada por meio da TUSD dos meses de novembro e dezembro de 2016.

2.2) Demanda Contratada (% - alta tensão)

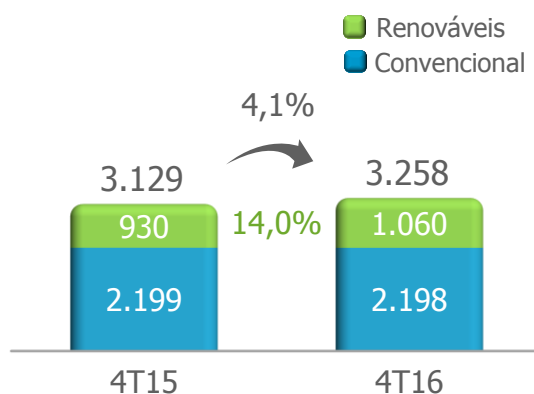
Evolução da Demanda Contratada | % em relação ao mesmo mês do ano anterior



2.3) Capacidade Instalada da Geração

No 4T16, a capacidade instalada de Geração do grupo CPFL Energia, considerando sua participação em cada um dos projetos, alcança 3.258 MW, representando uma expansão de 4,1% em relação ao 4T15. Esse aumento deve-se ao início da operação comercial da PCH Mata Velha e dos Complexos Eólicos Campo dos Ventos e São Benedito.

Capacidade Instalada da Geração | MW



Nota: Considera a participação da CPFL Energia na CPFL Renováveis de 51,61%.

3) INFORMAÇÕES SOBRE PARTICIPAÇÕES SOCIETÁRIAS E CRITÉRIOS DE CONSOLIDAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

As participações societárias detidas pela CPFL Energia nas controladas e controladas em conjunto, direta ou indiretamente, estão descritas nas tabelas a seguir. Com exceção: (i) pelas controladas em conjunto ENERCAN, BAESA, Foz do Chapecó e EPASA, que a partir de 1º de janeiro de 2013, deixaram de ser consolidadas e passaram a ser registradas por equivalência patrimonial, e (ii) o investimento registrado ao custo pela controlada Paulista Lajeado na Investco S.A., as demais entidades são consolidadas de forma integral.

Em 31 de dezembro de 2016 e de 2015, a participação de acionistas não controladores destacada no consolidado refere-se à participação de terceiros detida nas controladas CERAN, Paulista Lajeado e CPFL Renováveis. Desde 1º de novembro de 2016 a CPFL Energia passou a fazer a consolidação integral da RGE Sul.

Distribuição de energia	Tipo de Sociedade	Participação Societária	Localização (Estado)	Nº de municípios	Nº de consumidores aproximados (em milhares)	Prazo da concessão	Término da concessão
Companhia Paulista de Força e Luz ("CPFL Paulista")	Sociedade por ações de capital aberto	Direta 100%	Interior de São Paulo	234	4.311	30 anos	Novembro de 2027
Companhia Piratininga de Força e Luz ("CPFL Piratininga")	Sociedade por ações de capital aberto	Direta 100%	Interior e litoral de São Paulo	27	1.695	30 anos	Outubro de 2028
Rio Grande Energia S.A. ("RGE")	Sociedade por ações de capital aberto	Direta 100%	Interior do Rio Grande do Sul	255	1.461	30 anos	Novembro de 2027
RGE Sul Distribuidora de Energia S.A. ("RGE Sul")	Sociedade por ações de capital aberto	Indireta 100%	Interior do Rio Grande do Sul	118	1.320	30 anos	Novembro de 2027
Companhia Luz e Força Santa Cruz ("CPFL Santa Cruz")	Sociedade por ações de capital fechado	Direta 100%	Interior de São Paulo e Paraná	27	209	30 anos	Julho de 2045
Companhia Leste Paulista de Energia ("CPFL Leste Paulista")	Sociedade por ações de capital fechado	Direta 100%	Interior de São Paulo	7	58	30 anos	Julho de 2045
Companhia Jaguarí de Energia ("CPFL Jaguarí")	Sociedade por ações de capital fechado	Direta 100%	Interior de São Paulo	2	41	30 anos	Julho de 2045
Companhia Sul Paulista de Energia ("CPFL Sul Paulista")	Sociedade por ações de capital fechado	Direta 100%	Interior de São Paulo	5	85	30 anos	Julho de 2045
Companhia Luz e Força de Mococa ("CPFL Mococa")	Sociedade por ações de capital fechado	Direta 100%	Interior de São Paulo e Minas Gerais	4	47	30 anos	Julho de 2045

Geração de energia (fontes convencionais e renováveis)	Tipo de Sociedade	Participação Societária	Localização (Estado)	Nº usinas / tipo de energia	Capacidade instalada	
					Total	Participação CPFL
CPFL Geração de Energia S.A. ("CPFL Geração")	Sociedade por ações de capital aberto	Direta 100%	São Paulo e Goiás	1 Hidrelétrica, 4 PCH (a) e 1 Térmica	715	715
CERAN - Companhia Energética Rio das Antas ("CERAN")	Sociedade por ações de capital fechado	Indireta 65%	Rio Grande do Sul	3 Hidrelétricas	360	234
Foz do Chapecó Energia S.A. ("Foz do Chapecó") (b)	Sociedade por ações de capital fechado	Indireta 51%	Santa Catarina e Rio Grande do Sul	1 Hidrelétrica	855	436
Campos Novos Energia S.A. ("ENERCAN")	Sociedade por ações de capital fechado	Indireta 48,72%	Santa Catarina	1 Hidrelétrica	880	429
BAESA - Energética Barra Grande S.A. ("BAESA")	Sociedade por ações de capital aberto	Indireta 25,01%	Santa Catarina e Rio Grande do Sul	1 Hidrelétrica	690	173
Centrais Elétricas da Paraíba S.A. ("EPASA")	Sociedade por ações de capital fechado	Indireta 53,34%	Paraíba	2 Térmicas	342	182
Paulista Lajeado Energia S.A. ("Paulista Lajeado")	Sociedade por ações de capital fechado	Indireta 59,93% (c)	Tocantins	1 Hidrelétrica	903	63
CPFL Energias Renováveis S.A. ("CPFL Renováveis")	Sociedade por ações de capital aberto	Indireta 51,61%	Vide item 11.4.2	Vide item 11.4.2	Vide item 11.4.2	Vide item 11.4.2
CPFL Centrais Geradoras Ltda. ("CPFL Centrais Geradoras")	Sociedade limitada	Direta 100%	São Paulo	6 CGHs (d)	4	4

Notas:

(a) PCH - Pequena Central Hidrelétrica;

(b) O empreendimento controlado em conjunto Chapecoense possui como controlada direta a Foz do Chapecó, e consolida suas demonstrações financeiras de forma integral;

(c) A Paulista Lajeado possui 7% de participação na potência instalada da Investco S.A (5,94% de participação no capital social total);

(d) CGH – Central Geradora Hidrelétrica;

Comercialização de energia e prestação de serviços	Tipo de Sociedade	Atividade preponderante	Participação Societária
CPFL Comercialização Brasil S.A. ("CPFL Brasil")	Sociedade por ações de capital fechado	Comercialização de energia	Direta 100%
Clion Assessoria e Comercialização de Energia Elétrica Ltda. ("CPFL Meridional")	Sociedade Limitada	Comercialização e prestação de serviços de energia	Indireta 100%
CPFL Comercialização Cone Sul S.A. ("CPFL Cone Sul")	Sociedade por ações de capital fechado	Comercialização de energia	Indireta 100%
CPFL Planalto Ltda. ("CPFL Planalto")	Sociedade Limitada	Comercialização de energia	Direta 100%
CPFL Brasil Varejista S.A. ("CPFL Brasil Varejista")	Sociedade por ações de capital fechado	Comercialização de energia	Indireta 100%
CPFL Serviços, Equipamentos, Indústria e Comércio S.A. ("CPFL Serviços")	Sociedade por ações de capital fechado	Fabricação, comercialização, locação e manutenção de equipamentos eletro-mecânicos e prestação de serviços	Direta 100%
NECT Serviços Administrativos Ltda. ("Nect")	Sociedade Limitada	Prestação de serviços administrativos	Direta 100%
CPFL Atende Centro de Contatos e Atendimento Ltda. ("CPFL Atende")	Sociedade Limitada	Prestação de serviços de tele-atendimento	Direta 100%
CPFL Total Serviços Administrativos Ltda. ("CPFL Total")	Sociedade Limitada	Serviços de arrecadação e cobrança	Direta 100%
CPFL Eficiência Energética S.A. ("CPFL ESCO")	Sociedade por ações de capital fechado	Gestão em eficiência energética	Direta 100%
TI Nect Serviços de Informática Ltda. ("Authi") (e)	Sociedade Limitada	Prestação de serviços de informática	Direta 100%
CPFL GD S.A. ("CPFL GD") (f)	Sociedade por ações de capital fechado	Prestação de serviços na área de geração	Indireta 100%

(e) Em setembro de 2014 a controlada direta TI Nect Serviços de Informática Ltda. ("Authi"), foi constituída com o objetivo de prestar serviços de informática, manutenção em tecnologias da informação, atualização de sistema, desenvolvimento e customização de programas e manutenção de computadores e equipamentos periféricos;

(f) Em agosto de 2015 foi constituída a empresa CPFL GD S.A., controlada integralmente pela CPFL Eficiência Energética S.A., com o objetivo principalmente de prestação de serviços e consultoria em geral no mercado de energia elétrica e comercialização de bens relacionados a centrais de geração de energia elétrica;

Outros	Tipo de Sociedade	Atividade preponderante	Participação Societária
CPFL Jaguariúna Participações Ltda. ("CPFL Jaguariúna")	Sociedade Limitada	Sociedade de participação	Direta 100%
CPFL Jaguarí de Geração de Energia Ltda. ("Jaguarí Geração")	Sociedade Limitada	Sociedade de participação	Direta 100%
Chapecoense Geração S.A. ("Chapecoense")	Sociedade por ações de capital fechado	Sociedade de participação	Indireta 51%
Sul Geradora Participações S.A. ("Sul Geradora")	Sociedade por ações de capital fechado	Sociedade de participação	Indireta 99,95%
CPFL Telecom S.A. ("CPFL Telecom")	Sociedade por ações de capital fechado	Prestação de serviços na área de telecomunicações	Direta 100%
CPFL Transmissão Piracicaba S.A. ("CPFL Transmissão Piracicaba")	Sociedade por ações de capital fechado	Prestação de serviços na área de transmissão de energia elétrica	Indireta 100%
CPFL Transmissora Morro Agudo S.A. ("CPFL Transmissão Morro Agudo") (g)	Sociedade por ações de capital fechado	Prestação de serviços na área de transmissão de energia elétrica	Indireta 100%

(g) Em janeiro de 2015 foi aprovada a constituição da CPFL Transmissora Morro Agudo S.A. ("CPFL Transmissão Morro Agudo"), controlada da CPFL Geração, que tem como objetivo implantar e operar concessões de transmissão de energia elétrica, incluindo atividades de construção, implantação, operação e manutenção de instalações de transmissão da rede básica do Sistema Interligado Nacional ("SIN").

3.1) Consolidação da CPFL Renováveis

Em 31 de dezembro de 2016, a CPFL Energia detinha participação indireta de 51,61% do capital social da CPFL Renováveis por meio da CPFL Geração.

A CPFL Renováveis é consolidada em todas as demonstrações financeiras da CPFL Energia desde 1º de agosto de 2011, de forma integral (100%) linha a linha, sendo a parcela dos acionistas não-controladores destacada após o fechamento do lucro líquido na Demonstração de Resultados, em "lucro líquido atribuído aos acionistas não-controladores" e no Patrimônio Líquido, em linha de mesmo nome.

3.2) Consolidação da RGE Sul

Em 31 de dezembro de 2016, a CPFL Energia detinha participação indireta de 100% do capital social da RGE Sul por meio da CPFL Jaguariúna. A RGE Sul é consolidada em todas as demonstrações financeiras da CPFL Energia desde 1º de novembro de 2016, de forma integral (100%) linha a linha.

Nas análises apresentadas neste relatório, consideramos o impacto da inclusão da RGE Sul como um item isolado.

3.3) Apresentação do Desempenho Econômico-Financeiro

De acordo com a orientação da SEC (U.S. Securities and Exchange Commission) e conforme os itens 100(a) e (b) da *Regulation G*, com a divulgação deste relatório, a fim de evitar a divulgação de medidas *non-GAAP*, passaremos a não mais divulgar o desempenho econômico-financeiro considerando a consolidação proporcional dos projetos de geração e o ajuste dos números por itens não-recorrentes, focando a divulgação no critério do IFRS. Apenas no capítulo 5, do Endividamento, é que continuaremos apresentando as informações no critério dos *covenants* financeiros, considerando que a devida conciliação com os números no critério do IFRS estão apresentadas no item 12.12 deste relatório.

4) DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO

DRE Consolidado - CPFL ENERGIA (R\$ Milhões)						
	4T16	4T15	Var.	2016	2015	Var.
Receita Operacional Bruta	8.596	8.719	-1,4%	30.785	34.302	-10,3%
Receita Operacional Líquida	5.512	4.930	11,8%	19.112	20.599	-7,2%
Custo com Energia Elétrica	(3.237)	(2.962)	9,3%	(11.200)	(13.312)	-15,9%
Custos e Despesas Operacionais	(1.735)	(1.238)	40,1%	(5.389)	(4.642)	16,1%
Resultado do Serviço	539	729	-26,1%	2.523	2.645	-4,6%
EBITDA¹	1.004	1.149	-12,6%	4.126	4.143	-0,4%
Resultado Financeiro	(454)	(258)	75,6%	(1.453)	(1.408)	3,2%
Lucro Antes da Tributação	196	563	-65,2%	1.381	1.454	-5,1%
Lucro Líquido	137	363	-62,2%	879	875	0,4%

Nota: (1) O EBITDA é calculado a partir da soma do lucro líquido, impostos, resultado financeiro e depreciação/amortização, conforme Instrução CVM 527/12. Vide cálculo no item 4.6 deste relatório.

4.1) Abertura do desempenho econômico-financeiro por segmento de negócio

DRE por segmento de negócio - CPFL Energia (R\$ milhões)								
	Distribuição	Geração Convencional	Geração Renovável	Comercialização	Serviços	Outros	Eliminações	Total
4T16								
Receita operacional líquida	4.332	263	509	609	102	20	(324)	5.512
Custos e despesas operacionais	(3.960)	(59)	(239)	(550)	(85)	(48)	324	(4.618)
Depreciação e amortização	(170)	(34)	(146)	(1)	(3)	(1)	-	(355)
Resultado do serviço	202	171	123	58	14	29	-	539
Equivalência	-	110	-	-	-	-	-	110
EBITDA	372	315	270	59	17	28	-	1.004
Resultado financeiro	(201)	(96)	(141)	(7)	2	(11)	-	(454)
Lucro (prejuízo) antes dos impostos	1	185	(18)	51	17	(40)	-	196
Imposto de renda e contribuição social	(21)	(24)	(6)	(17)	(4)	14	-	(59)
Lucro (prejuízo) líquido	(20)	161	(24)	33	13	(26)	-	137
4T15 (Reapresentado)								
Receita operacional líquida	3.962	264	451	484	44	49	(323)	4.930
Custos e despesas operacionais	(3.473)	(69)	(79)	(450)	(32)	(94)	323	(3.873)
Depreciação e amortização	(146)	(33)	(143)	(1)	(1)	(3)	-	(327)
Resultado do serviço	344	161	229	33	11	48	-	729
Equivalência	-	92	-	-	-	-	-	92
EBITDA	489	286	372	34	12	45	-	1.149
Resultado financeiro	(24)	(103)	(132)	4	7	(10)	-	(258)
Lucro (prejuízo) antes dos impostos	320	150	97	37	18	(58)	-	563
Imposto de renda e contribuição social	(133)	(23)	(22)	(9)	(6)	(7)	-	(200)
Lucro (prejuízo) líquido	186	127	75	28	12	(65)	-	363
Variação								
Receita operacional líquida	9,3%	-0,3%	12,9%	25,9%	131,9%	-59,2%	0,1%	11,8%
Custos e despesas operacionais	14,0%	-15,5%	204,7%	22,4%	165,8%	-49,0%	0,1%	19,2%
Depreciação e amortização	16,6%	2,2%	2,1%	-11,1%	111,5%	-71,1%	-	8,3%
Resultado do serviço	-41,1%	5,7%	-46,2%	74,9%	33,1%	-40,0%	-	-26,1%
Equivalência	-	20,2%	-	-	-	-	-	20,2%
EBITDA	-24,0%	10,0%	-27,6%	72,3%	42,2%	-37,9%	-	-12,6%
Resultado financeiro	744,1%	-7,2%	6,9%	-307,4%	-67,4%	6,9%	-	75,6%
Lucro (prejuízo) antes dos impostos	-99,6%	23,5%	-118,4%	37,9%	-7,8%	-31,7%	-	-65,2%
Imposto de renda e contribuição social	-84,0%	6,7%	-70,5%	87,4%	-38,7%	-312,6%	-	-70,7%
Lucro (prejuízo) líquido	-110,7%	26,5%	-132,4%	21,6%	8,8%	-60,7%	-	-62,2%

Nota: uma análise do desempenho econômico-financeiro por segmento de negócio é apresentada no capítulo 11.

DRE por segmento de negócio - CPFL Energia (R\$ milhões)								
	Distribuição	Geração Convencional	Geração Renovável	Comercialização	Serviços	Outros	Eliminações	Total
2016								
Receita operacional líquida	15.040	1.003	1.673	2.087	400	69	(1.160)	19.112
Custos e despesas operacionais	(13.195)	(205)	(680)	(1.924)	(322)	(133)	1.160	(15.298)
Depreciação e amortização	(591)	(127)	(553)	(4)	(13)	(3)	-	(1.291)
Resultado do serviço	1.254	672	440	159	65	(67)	-	2.523
Equivalência patrimonial	-	311	-	-	-	-	-	311
EBITDA	1.845	1.110	993	163	78	-	63	4.125
Resultado financeiro	(551)	(380)	(535)	7	5	(1)	-	(1.453)
Lucro (prejuízo) antes dos impostos	703	603	(95)	166	71	(68)	-	1.381
Imposto de renda e contribuição social	(296)	(99)	(46)	(53)	(17)	9	-	(501)
Lucro (prejuízo) líquido	407	505	(141)	112	54	(58)	-	879
2015 (Reapresentado)								
Receita operacional líquida	16.968	984	1.598	1.799	295	50	(1.094)	20.599
Custos e despesas operacionais	(14.824)	(309)	(597)	(1.669)	(251)	(118)	1.094	(16.674)
Depreciação e amortização	(587)	(132)	(541)	(5)	(13)	(3)	-	(1.280)
Resultado do serviço	1.557	543	461	125	31	(70)	-	2.645
Equivalência	-	217	-	-	-	-	-	217
EBITDA	2.144	892	1.001	129	43	-	67	4.142
Resultado financeiro	(516)	(439)	(468)	4	39	(28)	-	(1.408)
Lucro (prejuízo) antes dos impostos	1.041	320	(7)	129	70	(99)	-	1.454
Imposto de renda e contribuição social	(415)	(38)	(49)	(41)	(18)	(18)	-	(579)
Lucro (prejuízo) líquido	626	283	(56)	88	52	(117)	-	875
Variação								
Receita operacional líquida	-11,4%	2,0%	4,7%	16,0%	35,9%	37,5%	6,1%	-7,2%
Custos e despesas operacionais	-11,0%	-33,7%	13,9%	15,3%	28,1%	12,7%	6,1%	-8,2%
Depreciação e amortização	0,7%	-4,1%	2,3%	-16,6%	1,9%	9,2%	-	0,9%
Resultado do serviço	-19,5%	23,7%	-4,5%	27,1%	113,5%	-5,2%	-	-4,6%
Equivalência	-	43,6%	-	-	-	-	-	43,6%
EBITDA	-13,9%	24,5%	-0,8%	25,6%	80,9%	-5,9%	-	-0,4%
Resultado financeiro	6,7%	-13,6%	14,3%	51,6%	-86,1%	-97,2%	-	3,2%
Lucro (prejuízo) antes dos impostos	-32,4%	88,4%	1220,0%	28,0%	1,4%	-31,5%	-	-5,1%
Imposto de renda e contribuição social	-28,7%	162,3%	-5,9%	28,9%	-6,7%	-151,2%	-	-13,4%
Lucro (prejuízo) líquido	-34,9%	78,5%	150,1%	27,5%	4,2%	-50,2%	-	0,4%

Nota: uma análise do desempenho econômico-financeiro por segmento de negócio é apresentada no capítulo 11.

4.2) Reclassificação do Ativo Financeiro da Concessão

A Companhia e suas controladas de distribuição de energia elétrica, objetivando a melhor apresentação de seu desempenho operacional e financeiro concluíram que o ajuste de expectativa do fluxo de caixa do ativo financeiro indenizável da concessão de cada distribuidora, originalmente apresentado na rubrica de receita financeira, no resultado financeiro, deve ser mais adequadamente classificado no grupo de receitas operacionais, juntamente com as demais receitas relacionadas com a sua atividade fim. Esta alocação reflete de forma mais acurada o modelo de negócio de distribuição de energia elétrica e propicia uma melhor apresentação quanto ao seu desempenho.

Conforme as orientações do CPC 23 / IAS 8 – Políticas Contábeis, Mudança de Estimativa e Retificação de Erro, a Companhia e suas Controladas alteraram sua política contábil anteriormente adotada por uma política contábil que melhor reflete o desempenho dos negócios da Companhia e suas controladas e, portanto, procederam às reclassificações de forma retrospectiva em suas demonstrações do resultado de 2015.

4.3) Ativos e Passivos Financeiros Setoriais

No 4T16, foi contabilizado um total de **passivos financeiros setoriais** no montante de R\$ 342 milhões, comparado a um total de **ativos financeiros setoriais** no montante de R\$ 195 milhões no 4T15, uma variação de R\$ 537 milhões. Em 2016, foi contabilizado um total de **passivos financeiros setoriais** no montante de R\$ 2.095 milhões, comparado a um total de **ativos financeiros setoriais** no montante de R\$ 2.507 milhões em 2015, uma variação de R\$ 4.601 milhões.

Em 31 de dezembro de 2016, o saldo destes ativos e passivos financeiros setoriais era negativo em R\$ 915 milhões, comparado a um saldo negativo de R\$ 435 milhões em 30 de setembro de 2016 e um saldo positivo de R\$ 1.954 milhões em 31 de dezembro de 2015.

Conforme estabelecido pela regulação aplicável, eventuais ativos ou passivos financeiros setoriais devem ser incorporados à tarifa das distribuidoras nos seus respectivos eventos tarifários anuais.

4.4) Receita Operacional

No 4T16, a receita operacional bruta atingiu R\$ 8.596 milhões, representando uma redução de 1,4% (R\$ 123 milhões). As deduções da receita operacional bruta foram de R\$ 3.084 milhões no 4T16, representando uma redução de 18,6% (R\$ 705 milhões). A receita operacional líquida atingiu R\$ 5.512 milhões no 4T16, registrando um aumento de 11,8% (R\$ 582 milhões).

Os principais fatores que afetaram a receita operacional líquida foram:

- Aumento de receita no segmento de Distribuição, no montante de R\$ 370 milhões (para maiores detalhes, vide item 11.1.1.2);
- Aumento de receita no segmento de Comercialização, no montante de R\$ 125 milhões;
- Aumento de receita no segmento de Serviços, no montante de R\$ 58 milhões;
- Aumento de receita na CPFL Renováveis, no montante de R\$ 58 milhões;

Parcialmente compensados por:

- Redução de receita em Outros, no montante de R\$ 29 milhões;
- Redução de receita no segmento de Geração Convencional, no montante de R\$ 1 milhão.

Em 2016, a receita operacional bruta atingiu R\$ 30.785 milhões, representando uma redução de 10,3% (R\$ 3.518 milhões). As deduções da receita operacional bruta foram de R\$ 11.672 milhões em 2016, representando uma redução de 14,8% (R\$ 2.031 milhões). A receita operacional líquida atingiu R\$ 19.112 milhões em 2016, registrando uma redução de 7,2% (R\$ 1.487 milhões).

Os principais fatores que afetaram a receita operacional líquida foram:

- Redução de receita no segmento de Distribuição, no montante de R\$ 1.928 milhões (para maiores detalhes, vide item 11.1.1.2);
- Redução de receita em Eliminações (entre os segmentos), no montante de R\$ 66 milhões;

Parcialmente compensados por:

- Aumento de receita no segmento de Comercialização, no montante de R\$ 288 milhões;
- Aumento de receita no segmento de Serviços, no montante de R\$ 106 milhões;
- Aumento de receita na CPFL Renováveis, no montante de R\$ 75 milhões;
- Aumento de receita no segmento de Geração Convencional, no montante de R\$ 20 milhões;
- Aumento de receita em Outros, no montante de R\$ 19 milhões.

4.5) Custo com Energia Elétrica

Nas análises apresentadas neste relatório, consideramos o impacto da inclusão da RGE Sul como um item isolado.

No 4T16, o custo com energia elétrica, composto pela compra de energia para revenda e pelos

encargos de uso dos sistemas de transmissão e distribuição, totalizou R\$ 3.237 milhões, registrando um aumento de 9,3% (R\$ 275 milhões).

Os fatores que explicam essas variações seguem abaixo:

- O custo da energia comprada para revenda atingiu R\$ 2.904 milhões no 4T16, um aumento de 10,0% (R\$ 265 milhões), devido aos seguintes fatores:
 - (i) Impacto da inclusão da RGE Sul na nossa consolidação em novembro e dezembro de 2016, após a conclusão da aquisição desta empresa em 31 de outubro de 2016. O custo total da energia comprada para revenda com relação à RGE Sul (que não era incluída na nossa consolidação em 4T15) totalizou R\$ 288 milhões para novembro e dezembro de 2016;
 - (ii) Aumento de 13,7% (R\$ 282 milhões) no custo com energia adquirida no ambiente regulado e contratos bilaterais, devido aos aumentos de 1,9% no preço médio de compra (R\$ 177,59/MWh no 4T16 vs. R\$ 174,23/MWh no 4T15) e de 11,6% (1,362 GWh) na quantidade de energia comprada;
 - (iii) Aumento da compra de energia no mercado de curto prazo/custo com PROINFA (R\$ 41 milhões), já descontados o GSF e o efeito da estratégia de sazonalização da garantia física;
 - (iv) Redução de 3,5% (R\$ 10 milhões) nos créditos de PIS/Cofins (reduzidor de custo), gerados a partir da compra de energia;

Parcialmente compensados por:

- (v) Redução de 44,0% (R\$ 355 milhões) no custo com energia de Itaipu, devido às reduções de 43,3% no preço médio de compra (R\$ 176,67/MWh no 4T16 vs. R\$ 311,55/MWh no 4T15) e de 1,2% (31 GWh) na quantidade de energia comprada.
- Os encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição foram de R\$ 333 milhões no 4T16, um aumento de 3,1% (R\$ 10 milhões), devido aos seguintes fatores:
 - (i) Impacto da inclusão da RGE Sul na nossa consolidação em novembro e dezembro de 2016, após a conclusão da aquisição desta empresa em 31 de outubro de 2016. Os encargos totais de uso do sistema de transmissão e distribuição com relação à RGE Sul (que não era incluída na nossa consolidação em 4T15) totalizaram R\$ 38 milhões para novembro e dezembro de 2016;
 - (ii) Variação de R\$ 41 milhões nos Encargos de Energia de Reserva – EER, uma vez que não houve registro desse encargo no 4T16 e houve um recebimento de recursos financeiros da Conta de Energia de Reserva (CONER) no valor de R\$ 41 milhões no 4T15;
 - (iii) Aumento de R\$ 4 milhões nos encargos de transporte de Itaipu e de conexão;
 - (iv) Redução de 9,6% (R\$ 3 milhões) nos créditos de PIS/Cofins (reduzidor de custo), gerados a partir dos encargos;

Parcialmente compensados por:

- (v) Redução de 49,9% (R\$ 74 milhões) nos Encargos de Serviço de Sistema – ESS, em função da redução do PLD;
- (vi) Redução de R\$ 2 milhões nos encargos da rede básica e de uso do sistema de distribuição.

Em 2016, o custo com energia elétrica totalizou R\$ 11.200 milhões, registrando uma redução de 15,9% (R\$ 2.112 milhões).

Os fatores que explicam essas variações seguem abaixo:

- O custo da energia comprada para revenda atingiu R\$ 9.849 milhões em 2016, uma redução de 16,9% (R\$ 1.998 milhões), devido aos seguintes fatores:
 - (i) Redução de 31,5% (R\$ 904 milhões) no custo com energia de Itaipu;
 - (ii) Redução de 9,3% (R\$ 852 milhões) no custo com energia adquirida no ambiente regulado e contratos bilaterais;
 - (iii) Redução de 74,7% (R\$ 767 milhões) na compra de energia no mercado de curto prazo/custo com PROINFA;

Parcialmente compensados por:

- (iv) Impacto da inclusão da RGE Sul na nossa consolidação em novembro e dezembro de 2016, após a conclusão da aquisição desta empresa em 31 de outubro de 2016. O custo da energia comprada para revenda com relação à RGE Sul (que não era incluída na nossa consolidação em 2015) totalizou R\$ 288 milhões para novembro e dezembro de 2016;
 - (v) Redução de 19,8% (R\$ 237 milhões) no crédito de PIS/Cofins (reduzidor de custo), gerados a partir da compra de energia.
- Os encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição atingiram R\$ 1.351 milhões em 2016, uma redução de 7,8% (R\$ 114 milhões), devido aos seguintes fatores:
 - (i) Redução de 35,9% (R\$ 200 milhões) nos Encargos de Serviço de Sistema – ESS;
 - (ii) Redução de R\$ 44 milhões nos encargos da rede básica e de uso do sistema de distribuição;

Parcialmente compensados por:

- (iii) Aumento de 95,3% (R\$ 52 milhões) nos Encargos de Energia de Reserva – EER;
- (iv) Impacto da inclusão da RGE Sul na nossa consolidação em novembro e dezembro de 2016, após a conclusão da aquisição desta empresa em 31 de outubro de 2016. Os encargos totais de uso do sistema de transmissão e distribuição com relação à RGE Sul (que não era incluída na nossa consolidação em 2015) totalizaram R\$ 38 milhões para novembro e dezembro de 2016;
- (v) Aumento de R\$ 23 milhões nos encargos de transporte de Itaipu e de conexão;
- (vi) Redução de 11,2% (R\$ 16 milhões) nos créditos de PIS/Cofins (reduzidor de custo), gerados a partir dos encargos.

4.6 Custos e Despesas Operacionais

Nas análises apresentadas neste relatório, consideramos o impacto da inclusão da RGE Sul como um item isolado.

Os custos e despesas operacionais atingiram R\$ 1.735 milhões no 4T16, comparado a R\$ 1.238 milhões no 4T15, um aumento de 40,1% (R\$ 497 milhões), decorrente dos seguintes fatores:

PMSO

PMSO atingiu R\$ 819 milhões no 4T16, um aumento de 31,9% (R\$ 198 milhões), comparado a R\$ 621 milhões no 4T15.

PMSO (em milhões de Reais)								
	4T16	4T15	Variação		2016	2015	Variação	
			R\$ MM	%			R\$ MM	%
PMSO reportado (IFRS)								
Pessoal	(320,6)	(240,3)	(80,2)	33,4%	(1.093,9)	(939,2)	(154,7)	16,5%
Material	(46,1)	(34,1)	(12,0)	35,2%	(189,9)	(139,9)	(50,0)	35,7%
Serviços de Terceiros	(187,9)	(146,3)	(41,6)	28,5%	(651,2)	(559,0)	(92,2)	16,5%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(264,8)	(200,6)	(64,2)	32,0%	(734,3)	(618,5)	(115,8)	18,7%
PDD	(46,3)	(32,8)	(13,6)	41,4%	(176,3)	(126,9)	(49,5)	39,0%
Despesas legais e judiciais	(43,7)	(66,3)	22,6	(34,1%)	(181,9)	(274,4)	92,5	(33,7%)
Prêmio do Risco do GSF	(2,4)		(2,4)	-	(9,6)	-	(9,6)	-
Outros	(172,4)	(101,5)	(70,9)	69,9%	(366,5)	(217,2)	(149,3)	68,7%
Total PMSO reportado - (A)	(819,3)	(621,2)	(198,1)	31,9%	(2.669,4)	(2.256,6)	(412,7)	18,3%
PMSO RGE Sul (Nov e Dez/2016)								
Pessoal	(32,6)		(32,6)		(32,6)		(32,6)	
Material	(5,5)		(5,5)		(5,5)		(5,5)	
Serviços de Terceiros	(22,2)		(22,2)		(22,2)		(22,2)	
Outros Custos/Despesas Operacionais	(32,5)		(32,5)		(32,5)		(32,5)	
PDD	(5,1)		(5,1)		(5,1)	-	(5,1)	
Despesas legais e judiciais	(11,1)		(11,1)		(11,1)	-	(11,1)	
Outros	(16,3)		(16,3)		(16,3)	-	(16,3)	
Total PMSO RGE Sul - (B)	(92,8)	-	(92,8)	-	(92,8)	-	(92,8)	-
PMSO reportado								
Pessoal	(288,0)	(240,3)	(47,7)	19,8%	(1.061,3)	(939,2)	(122,1)	13,0%
Material	(40,6)	(34,1)	(6,5)	19,0%	(184,4)	(139,9)	(44,5)	31,8%
Serviços de Terceiros	(165,7)	(146,3)	(19,4)	13,3%	(629,0)	(559,0)	(70,0)	12,5%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(232,2)	(200,6)	(31,7)	15,8%	(701,8)	(618,5)	(83,3)	13,5%
PDD	(41,2)	(32,8)	(8,5)	25,8%	(171,2)	(126,9)	(44,4)	35,0%
Despesas legais e judiciais	(32,6)	(66,3)	33,7	(50,9%)	(170,8)	(274,4)	103,6	(37,8%)
Prêmio do Risco do GSF	(2,4)	-	(2,4)	-	(9,6)	-	(9,6)	-
Outros	(156,1)	(101,5)	(54,6)	53,8%	(350,1)	(217,2)	(132,9)	61,2%
Total PMSO - (A) - (B)	(726,5)	(621,2)	(105,3)	16,9%	(2.576,5)	(2.256,6)	(319,9)	14,2%

(i) **Pessoal** - aumento de 33,4% (R\$ 80 milhões), devido principalmente a:

- ✓ Aquisição da RGE Sul (R\$ 33 milhões);
- ✓ Efeitos do acordo coletivo de trabalho (R\$ 18 milhões);
- ✓ Aumento no segmento de Serviços devido à expansão da CPFL Serviços, CPFL Atende, CPFL Total, Nect e CPFL Eficiência (R\$ 15 milhões)
- ✓ Aumento na CPFL Renováveis (R\$ 4 milhões)
- ✓ Outros (R\$ 10 milhões)

(ii) **Material** - aumento de 35,2% (R\$ 12 milhões), devido principalmente a:

- ✓ Aquisição da RGE Sul (R\$ 6 milhões)
- ✓ Aumento no segmento de Serviços (R\$ 4 milhões);
- ✓ Reposição de materiais para manutenção de linhas e redes (R\$ 3 milhões) no segmento de Distribuição e

(iii) **Serviços de terceiros** - aumento de 28,0% (R\$ 42 milhões), devido principalmente aos seguintes itens:

- ✓ Aquisição da RGE Sul (R\$ 22 milhões);
- ✓ Manutenção do sistema elétrico (R\$ 14 milhões);
- ✓ Leitura de medidores e uso (R\$ 3 milhões);
- ✓ Poda de árvores (R\$ 2 milhões) e;
- ✓ Ações de cobrança (R\$ 1 milhão);

(iv) **Outros custos/despesas operacionais** – aumento de 32,0% (R\$ 64 milhões), devido principalmente aos seguintes fatores:

- ✓ Baixa de inventário físico e descontinuidade de projetos na CPFL Renováveis (R\$ 74 milhões)
- ✓ Aquisição da RGE Sul (R\$ 33 milhões),
- ✓ Reconhecimento do seguro contra danos materiais referente ao sinistro da UTE Bio Pedra no 4T15 (R\$ 16 milhões);
- ✓ Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa (PDD) (R\$ 8 milhões)
- ✓ Reconhecimento de indenização por indisponibilidade de fornecedor ocorrido no 4T15 (R\$ 6 milhões);
- ✓ Amortização do prêmio de risco hidrológico - GSF no segmento de Geração Convencional/Renováveis (R\$ 2 milhões)

Tais efeitos foram parcialmente compensados por:

- ✓ Redução de 50,9% nas Despesas legais e judiciais (R\$ 34 milhões) e;
- ✓ *Impairment* de ativos na CPFL Telecom e CPFL Total (R\$ 31 milhões)

No acumulado, o PMSO totalizou R\$ 2.669 milhões, alta de 18,3% (R\$ 413 milhões). Expurgando a RGE Sul, haveria um aumento de 14,2% (R\$ 320 milhões). Destacam-se:

(i) **Pessoal** - aumento de 16,5% (R\$ 155 milhões), devido principalmente a:

- ✓ Efeitos do acordo coletivo de trabalho (R\$ 68 milhões);
- ✓ Aumento no segmento de Serviços devido à expansão da CPFL Serviços, CPFL Atende, CPFL Total, Nect e CPFL Eficiência (R\$ 38 milhões);
- ✓ Aquisição da RGE Sul (R\$ 33 milhões);
- ✓ Aumento na CPFL Renováveis (R\$ 12 milhões) e;
- ✓ Outros efeitos (R\$ 4 milhões)

(ii) **Material** - aumento de 35,7% (R\$ 50 milhões), devido principalmente a:

- ✓ Reposição de materiais para manutenção de linhas e redes (R\$ 14 milhões);
- ✓ Manutenção de frotas (R\$ 9 milhões);
- ✓ Aumento no segmento de Serviços (R\$ 9 milhões)

- ✓ Aumento na CPFL Renováveis (R\$ 8 milhões)
 - ✓ Aquisição da RGE Sul (R\$ 6 milhões);
 - ✓ Outros (R\$ 4 milhões).
- (iii) **Serviços de terceiros** - aumento de 16,2% (R\$ 92 milhões), devido principalmente aos seguintes fatores:
- ✓ Aumento na CPFL Renováveis (R\$ 32 milhões);
 - ✓ Aquisição da RGE Sul (R\$ 22 milhões);
 - ✓ Ações de cobrança (R\$ 17 milhões);
 - ✓ Poda de árvores (R\$ 12 milhões) e;
 - ✓ Leitura de medidores e uso (R\$ 10 milhões).
- (iv) **Outros custos/despesas operacionais** - aumento de 18,7% (R\$ 116 milhões), devido principalmente aos seguintes fatores:
- ✓ Baixa de inventário físico e descontinuidade de projetos na CPFL Renováveis (R\$ 74 milhões)
 - ✓ Aumento da PDD (R\$ 44 milhões),
 - ✓ Aquisição da RGE Sul (R\$ 33 milhões),
 - ✓ Aumento na alienação/desativação de ativos (R\$ 19 milhões),
 - ✓ Reconhecimento do seguro contra danos materiais e baixa de imobilizado referente à turbina sinistrada de Bio Pedra (R\$ 10 milhões)
 - ✓ Amortização do prêmio de risco hidrológico - GSF no segmento de Geração Convencional/Renováveis (R\$ 10 milhões)
 - ✓ Multas DIC/FIC no segmento de Distribuição (R\$ 7 milhões)
 - ✓ Reconhecimento de indenização por indisponibilidade de fornecedor na CPFL Renováveis no 4T15 (R\$ 6 milhões)
 - ✓ Reversão da provisão relativa à descontinuidade de projeto de PCH na CPFL Renováveis (R\$ 3 milhões);
 - ✓ Auto de infração de ICMS (R\$ 8 milhões)
 - ✓ Outros (R\$ 37 milhões)
- Parcialmente compensado por:
- ✓ Redução de R\$ 104 milhões em despesas legais e judiciais e ;
 - ✓ *Impairment* de ativos na CPFL Telecom e CPFL Total (R\$ 31 milhões)

Demais custos e despesas operacionais

Os demais custos e despesas operacionais atingiram R\$ 916 milhões no 4T16, comparado a R\$ 617 milhões no 4T15, registrando um aumento de 48,4% (R\$ 299 milhões), devido aos seguintes fatores:

- Aumento de 68,5% (R\$ 191 milhões) no **custo com construção da infraestrutura da concessão**;

- Aquisição da RGE Sul (R\$ 97 milhões);
- Aumento de 112,5% (R\$ 13 milhões) no item **Entidade de Previdência Privada**, devido à atualização do laudo atuarial;
- Aumento de 2,0% (R\$ 5 milhões) no item **Depreciação e Amortização**;

Parcialmente compensado por:

- Redução de 9,5% (R\$ 7 milhões) no item **Amortização do Intangível da Concessão**;

No acumulado, os demais custos e despesas operacionais atingiram R\$ 2.720 milhões, registrando um aumento de 14,0% (R\$ 334 milhões), explicado pelos seguintes fatores:

- Aumento de 23,0% (R\$ 240 milhões) no **custo com construção da infraestrutura da concessão**;
- Aquisição da RGE Sul (R\$ 97 milhões)
- Aumento de 3,7% (R\$ 37 milhões) no item **Depreciação e Amortização**, devido principalmente pelo aumento no segmento de Distribuição (R\$ 17 milhões) e na CPFL Renováveis (R\$ 13 milhões), devido basicamente à entrada em operação dos ativos ao longo dos últimos 12 meses;
- Aumento de 24,9% (R\$ 15 milhões) no item **Entidade de Previdência**, devido à atualização do laudo atuarial;

Parcialmente compensado por:

- Redução de 17,8% (R\$ 54 milhões) no item **Amortização do Intangível da Concessão**.

4.7) EBITDA

No 4T16, o **EBITDA** atingiu R\$ 1.004 milhões, registrando uma redução de 12,6% (R\$ 145 milhões). Em 2016, o **EBITDA** totalizou R\$ 4.126 milhões, comparado a R\$ 4.143 milhões em 2015, uma redução de 0,4% (R\$ 18 milhões).

O EBITDA é calculado conforme a Instrução CVM 527/12 e demonstrado na tabela abaixo:

Conciliação do EBITDA e Lucro Líquido (R\$ milhões)						
	4T16	4T15	Var.	2016	2015	Var.
Lucro Líquido	137	363	-62,2%	879	875	0,4%
Depreciação e Amortização	355	328		1.292	1.281	
Resultado Financeiro	454	258		1.453	1.408	
Imposto de Renda / Contribuição Social	59	200		501	579	
EBITDA	1.004	1.149	-12,6%	4.126	4.143	-0,4%

4.8) Resultado Financeiro

Resultado Financeiro (R\$ Milhões)						
	4T16	4T15	Var.	2016	2015	Var.
Receitas						
Rendas de Aplicações Financeiras	183	141	29,6%	667	473	41,2%
Acréscimos e Multas Moratórias	71	64	11,0%	246	216	14,0%
Atualização de Créditos Fiscais	5	46	-88,4%	32	58	-43,8%
Atualização de Depósitos Judiciais	8	23	-63,9%	35	85	-58,4%
Atualizações Monetárias e Cambiais	16	42	-61,2%	148	122	21,6%
Deságio na Aquisição de Crédito de ICMS	3	4	-22,1%	16	13	24,3%
Atualização do Ativo Financeiro Setorial	(18)	65	-	33	163	-79,9%
PIS e COFINS - sobre Outras Receitas Financeiras	(18)	(34)	-45,5%	(63)	(53)	19,6%
PIS e COFINS sobre JCP	(1)	(1)	-0,6%	(2)	(7)	-66,5%
Outros	19	19	0,5%	88	75	18,1%
Total	268	368	-27,2%	1.201	1.143	5,0%
Despesas						
Encargos de Dívidas	(495)	(459)	7,8%	(1.811)	(1.725)	5,0%
Atualizações Monetárias e Cambiais	(188)	(125)	50,8%	(703)	(687)	2,4%
(-) Juros Capitalizados	16	17	-6,7%	68	46	49,4%
Atualização do Passivo Financeiro Setorial	(8)	(0)	3392,0%	(25)	(2)	1494,3%
Uso do Bem Público - UBP	(2)	(6)	-57,8%	(15)	(16)	-6,7%
Outros	(44)	(53)	-17,7%	(168)	(167)	0,2%
Total	(722)	(627)	15,2%	(2.654)	(2.551)	4,0%
Resultado Financeiro	(454)	(258)	75,6%	(1.453)	(1.408)	3,2%

Resultado Financeiro (sem RGE Sul em nov-dez/16) (R\$ Milhões)						
	4T16	4T15	Var.	2016	2015	Var.
Receitas						
Rendas de Aplicações Financeiras	180	141	27,8%	665	473	40,6%
Acréscimos e Multas Moratórias	61	64	-5,4%	236	216	9,1%
Atualização de Créditos Fiscais	5	46	-88,4%	32	58	-43,8%
Atualização de Depósitos Judiciais	6	23	-74,9%	33	85	-61,4%
Atualizações Monetárias e Cambiais	18	42	-57,8%	149	122	22,7%
Deságio na Aquisição de Crédito de ICMS	3	4	-22,1%	16	13	24,3%
Atualização do Ativo Financeiro Setorial	(13)	65	-	38	163	-76,9%
PIS e COFINS - sobre Outras Receitas Financeiras	(15)	(34)	-55,5%	(60)	(53)	13,2%
PIS e COFINS sobre JCP	(1)	(1)	-0,6%	(2)	(7)	-66,5%
Outros	19	19	0,8%	88	75	18,2%
Total	262	368	-28,8%	1.195	1.143	4,5%
Despesas						
Encargos de Dívidas	(467)	(459)	1,7%	(1.783)	(1.725)	3,3%
Atualizações Monetárias e Cambiais	(179)	(125)	43,5%	(694)	(687)	1,1%
(-) Juros Capitalizados	15	17	-9,9%	68	46	48,2%
Atualização do Passivo Financeiro Setorial	(8)	(0)	3680,9%	(26)	(2)	1535,5%
Uso do Bem Público - UBP	(2)	(6)	-57,8%	(15)	(16)	-6,7%
Outros	(42)	(53)	-22,3%	(165)	(167)	-1,2%
Total	(683)	(627)	9,0%	(2.615)	(2.551)	2,5%
Resultado Financeiro	(421)	(258)	62,8%	(1.421)	(1.408)	0,9%

Nas análises apresentadas neste relatório, consideramos o impacto da inclusão da RGE Sul como um item isolado.

No 4T16, a **despesa financeira líquida** foi de R\$ 454 milhões, um aumento de 75,6% (R\$ 195 milhões) em comparação à despesa financeira líquida de R\$ 258 milhões, registrada no 4T15.

Os itens que explicam essa variação do Resultado Financeiro são:

- Receitas Financeiras: redução de 27,2% (R\$ 100 milhões), passando de R\$ 368 milhões no 4T15 para R\$ 268 milhões no 4T16, devido principalmente aos seguintes fatores:
 - (i) Redução de R\$ 78 milhões na **atualização do ativo financeiro setorial**, passando de uma receita de R\$ 65 milhões no 4T15 para uma despesa de R\$ 13 milhões no 4T16;
 - (ii) Redução de 88,4% (R\$ 40 milhões) na **atualização de créditos fiscais**;
 - (iii) Redução de 57,8% (R\$ 24 milhões) nas **atualizações monetárias e cambiais**, devido:
 - (a) à redução de R\$ 19 milhões nas receitas de multas, juros e atualização monetária relativas aos parcelamentos efetuados com consumidores;
 - (b) à redução de R\$ 10 milhões na atualização do saldo dos subsídios tarifários, conforme determinação da Aneel; parcialmente compensados
 - (c) à redução de R\$ 4 milhões no ganho com derivativo *zero-cost collar*¹;
 - (d) outras atualizações monetárias e cambiais (R\$ 2 milhões); parcialmente compensados
 - (e) pelo efeito da variação cambial das faturas de Itaipu (R\$ 10 milhões).
 - (iv) Redução de 74,9% (R\$ 17 milhões) na **atualização de depósitos judiciais**;
 - (v) Redução de 5,4% (R\$ 3 milhões) em **acréscimos e multas moratórias**;
 - (vi) Redução de 22,1% (R\$ 1 milhão) no **deságio na aquisição de crédito de ICMS**;

Parcialmente compensado por:

 - (vii) Aumento de 27,8% (R\$ 39 milhões) nas **rendas de aplicações financeiras**, devido principalmente ao aumento no saldo médio de aplicações;
 - (viii) Redução de 55,5% (R\$ 19 milhões) no **PIS e COFINS sobre Outras Receitas Financeiras** (reduzidor de receita);
 - (ix) Impacto da inclusão da **RGE Sul** na nossa consolidação em novembro e dezembro de 2016, após a conclusão da aquisição desta empresa em 31 de outubro de 2016. A receita financeira total com relação à RGE Sul (que não era incluída na nossa consolidação em 4T15) totalizou R\$ 6 milhões para novembro e dezembro de 2016.
- Despesas Financeiras: aumento de 15,2% (R\$ 95 milhões), passando de R\$ 627 milhões no 4T15 para R\$ 722 milhões no 4T16, devido principalmente aos seguintes fatores:
 - (i) Aumento de 43,5% (R\$ 54 milhões) nas **atualizações monetárias e cambiais**, devido:
 - (a) ao aumento dos encargos de dívida em moeda estrangeira, com swap para CDI (R\$ 36 milhões), refletindo o aumento no estoque da dívida;
 - (b) o efeito da variação cambial de Itaipu (R\$ 41 milhões); parcialmente compensados pelo
 - (c) efeito positivo da marcação a mercado – Lei 4.131 – efeito não caixa (R\$ 22 milhões);
 - (ii) Impacto da inclusão da **RGE Sul** na nossa consolidação em novembro e dezembro de 2016, após a conclusão da aquisição desta empresa em 31 de outubro de 2016. A despesa financeira total com relação à RGE Sul (que não era incluída na nossa consolidação em 4T15) totalizou R\$ 39 milhões para novembro e dezembro de 2016;
 - (iii) Aumento de R\$ 8 milhões na **atualização do passivo financeiro setorial**, passando de uma despesa de R\$ 0,2 milhão no 4T15 para uma despesa de R\$ 8 milhões no

¹ Em 2015 a controlada CPFL Geração contratou operação de compra de opções de venda (*put options*) e venda de opções de compra (*call options*) em dólar, ambas tendo a mesma instituição como contraparte, e que combinadas caracterizam uma operação usualmente conhecida como *zero-cost collar*. A contratação desta operação não apresenta caráter especulativo, tendo como objetivo minimizar eventuais impactos negativos na receita futura do empreendimento controlado em conjunto ENERCAN, que possui contratos de venda de energia com correção anual de parte da tarifa baseada na variação do dólar. Adicionalmente, na visão da Administração, o cenário era favorável para a contratação deste tipo de instrumento financeiro, considerando a alta volatilidade implícita nas opções de dólar e o fato de que não havia custo inicial para este tipo de operação.

4T16;

- (iv) Aumento de 1,7% (R\$ 8 milhões) dos **encargos de dívida em moeda local**, refletindo o aumento no estoque da dívida;

Parcialmente compensado por:

- (v) Redução de R\$ 10 milhões em **outras despesas financeiras**;
- (vi) Redução de 57,8% (R\$ 3 milhões) nas **despesas financeiras de UBP**.

Em 2016, o resultado financeiro registrou uma despesa líquida de R\$ 1.453 milhões, um aumento de 3,2% (R\$ 46 milhões).

Os itens que explicam essa variação do Resultado Financeiro são:

- Receitas Financeiras: aumento de 5,0% (R\$ 57 milhões), passando de R\$ 1.143 milhões em 2015 para R\$ 1.201 milhões em 2016, devido principalmente aos seguintes fatores:
 - (i) Aumento de 40,6% (R\$ 192 milhões) nas **rendas de aplicações financeiras**;
 - (ii) Aumento de 22,7% (R\$ 28 milhões) nas **atualizações monetárias e cambiais**;
 - (iii) Aumento de 9,1% (R\$ 20 milhões) nos **acréscimos e multas moratórias**;
 - (iv) Aumento de R\$ 14 milhões em **outras receitas financeiras**;
 - (v) Impacto da inclusão da **RGE Sul** na nossa consolidação em novembro e dezembro de 2016, após a conclusão da aquisição desta empresa em 31 de outubro de 2016. A receita financeira total com relação à RGE Sul (que não era incluída na nossa consolidação em 2015) totalizou R\$ 6 milhões para novembro e dezembro de 2016;

Parcialmente compensados por:

- (vi) Redução de 76,9% (R\$ 125 milhões) na **atualização do ativo financeiro setorial**;
- (vii) Redução de 61,4% (R\$ 52 milhões) na **atualização de depósitos judiciais**;
- (viii) Redução de 43,8% (R\$ 25 milhões) na **atualização de créditos fiscais**.

- Despesas Financeiras: aumento de 4,0% (R\$ 103 milhões), passando de R\$ 2.551 milhões em 2015 para R\$ 2.654 milhões em 2016, devido principalmente aos seguintes fatores:
 - (i) Aumento de 3,3% (R\$ 58 milhões) nos **encargos de dívida em moeda local**;
 - (ii) Impacto da inclusão da **RGE Sul** na nossa consolidação em novembro e dezembro de 2016, após a conclusão da aquisição desta empresa em 31 de outubro de 2016. A despesa financeira total com relação à RGE Sul (que não era incluída na nossa consolidação em 2015) totalizou R\$ 39 milhões para novembro e dezembro de 2016;
 - (iii) Aumento de R\$ 24 milhões na **atualização do passivo financeiro setorial**;
 - (iv) Aumento de 1,1% (R\$ 7 milhões) nas **atualizações monetárias e cambiais**;

Parcialmente compensados por:

- (v) Aumento de 48,2% (R\$ 22 milhões) nos **juros capitalizados** (reduzidor de despesa);
- (vi) Redução de R\$ 3 milhões em **outras despesas financeiras**.

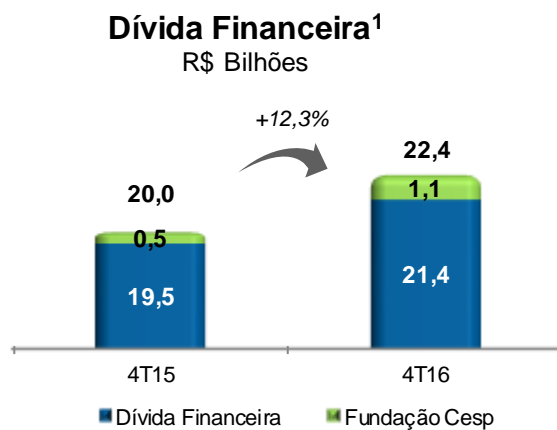
4.9) Lucro Líquido

No 4T16, o **lucro líquido** foi de R\$ 137 milhões, registrando uma redução de 62,2% (R\$ 225 milhões). Em 2016, o **lucro líquido** totalizou R\$ 879 milhões, comparado a R\$ 875 milhões em

2015, um aumento de 0,4% (R\$ 4 milhões).

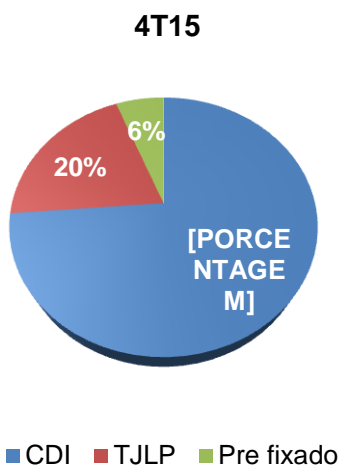
5) ENDIVIDAMENTO

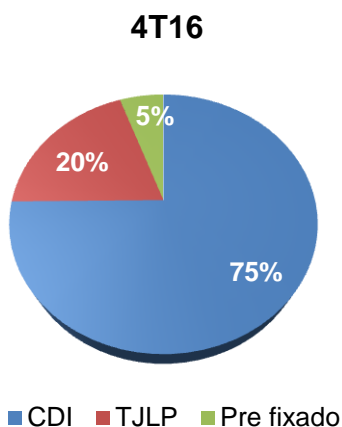
5.1) Dívida



1) Desconsidera o efeito de marcação a mercado (MTM) e gastos com captação e emissão.

Indexação Pós-Hedge¹ – 4T15 vs. 4T16





1) Para as dívidas atreladas à moeda estrangeira (26% do total no 4T16), são contratadas operações de *swap*, que convertem a indexação para CDI

Dívida Líquida em IFRS

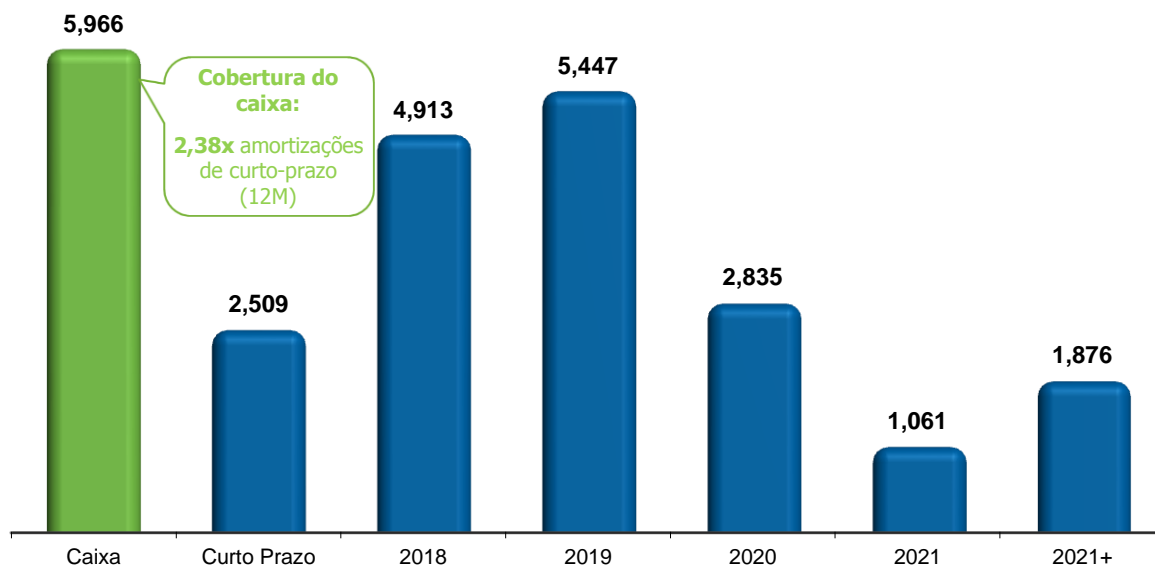
R\$ Milhões	4T16	4T15	Var. %
Dívida Financeira (incluindo <i>Hedge</i>)	(21.358)	(19.489)	9,6%
(+) Disponibilidades	6.165	4.033	52,8%
(=) Dívida Líquida	(15.193)	(15.455)	-1,7%

5.2) Dívida no critério *Covenant*

5.2.1) Cronograma de Amortização da Dívida no critério *Covenant*

A CPFL Energia sempre adotou uma política financeira sólida e conservadora. Dessa forma, a Companhia tem utilizado desde 2011 a estratégia de *prefunding*, ou seja, projeta a necessidade de caixa dos próximos 24 meses e antecipa-se no acesso ao mercado em condições mais favoráveis de liquidez e custo. Sendo assim, desde o início de 2016, a CPFL Energia tem trabalhado no *prefunding* de 2017 e 2018.

Cronograma de amortização da dívida no critério *Covenant* (Dez/16)¹

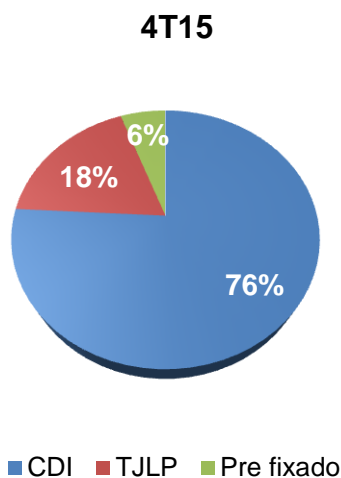


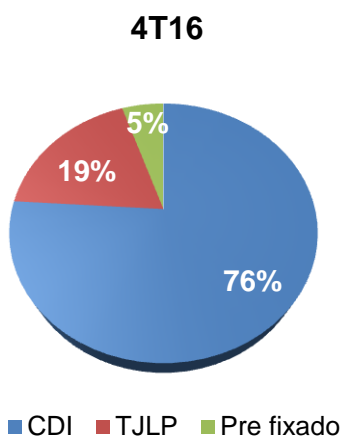
1) Considera apenas o principal da dívida de R\$ 18.641. Para se chegar ao valor da dívida no critério *Covenant* de R\$ 19.190 milhões, faz-se a exclusão dos encargos de R\$ 567 milhões do período e inclusão de outros ajustes no montante de R\$ 18 milhões.

A posição de caixa ao final do 4T16 possuía índice de cobertura de **2,38x** das amortizações dos próximos 12 meses, sendo suficiente para honrar todos os compromissos de amortização até o início de 2018. O prazo médio de amortização, calculado a partir desse cronograma, é de **2,81 anos**.

5.2.2) Indexação e Custo da Dívida no critério *Pro Forma*

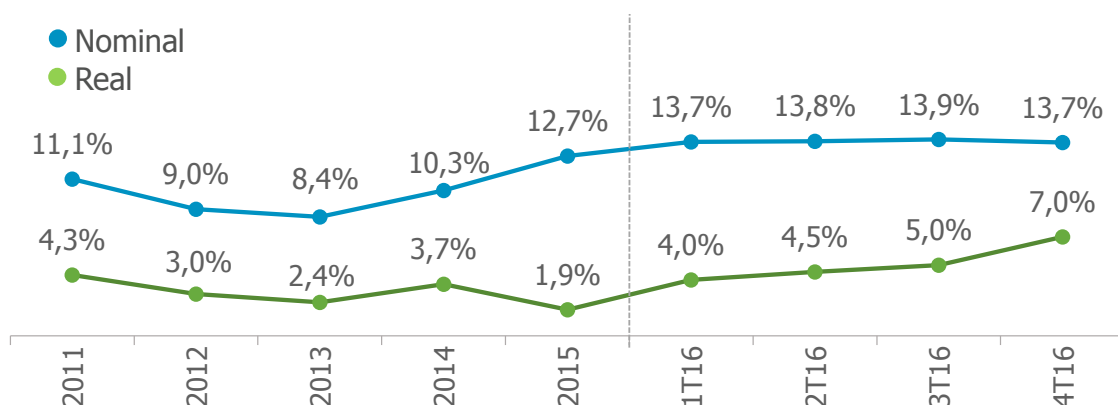
Indexação¹ Pós-Hedge² no critério *Pro Forma* – 4T15 vs. 4T16





1) Considerando a consolidação proporcional da CPFL Renováveis, CERAN, BAESA, ENERCAN, Foz do Chapecó e EPASA;
 2) Para as dívidas atreladas à moeda estrangeira (26% do total), são contratadas operações de *swap*, que convertem a indexação para CDI. As dívidas atreladas à CDI passaram de 75,9% para 76,0% devido principalmente à captação de R\$ 620 milhões pela CPFL Energia (controladora) e de R\$ 400 milhões na CPFL Brasil através de emissão de debêntures no 4T16.

Custo da Dívida Bruta¹ no critério *Covenant* – Últimos 12 meses



1) Ajustado pela consolidação proporcional a partir de 2012; Dívida financeira (+) entidade de previdência privada (-) *hedge*.

5.3) Dívida Líquida no critério *Covenant* e Alavancagem

No 4T16, a Dívida Líquida *Covenant* atingiu **R\$ 13.225 milhões**, um aumento de **8,3%** em relação à posição de dívida líquida no final do 4T15, que era de **R\$ 12.213 milhões**.

O aumento da Dívida Líquida no 4T16, deve-se principalmente a aquisição da RGE Sul em junho/16, cuja consolidação de seu endividamento junto a CPFL Energia se deu em novembro/16 (R\$ 1,1 bilhão).

Critério Covenant - R\$ Milhões	4T16	4T15	Var.
Dívida Financeira (incluindo <i>Hedge</i>) ¹	(19.190)	(17.667)	8,6%
(+) Disponibilidades	5.966	5.454	9,4%
(=) Dívida Líquida	(13.225)	(12.213)	8,3%
EBITDA Gerencial ²	4.117	3.584	14,9%
Dívida Líquida / EBITDA	3,21x	3,41x	-0,20x

1) Considerando consolidação proporcional da CPFL Renováveis, Ceran, Baesa, Enercan, Foz do Chapecó e Epasa.

2) EBITDA gerencial no critério de apuração dos *covenants*: ajustado de acordo com as participações equivalentes da CPFL Energia em cada uma de suas controladas, com a inclusão de ativos e passivos regulatórios e do EBITDA histórico de projetos recém-adquiridos.

Em consonância com os critérios de cálculo de *covenants* financeiros dos contratos de empréstimo junto às instituições financeiras, a dívida líquida é ajustada de acordo com as participações equivalentes da CPFL Energia em cada uma de suas controladas. Além disso, incluem-se no cálculo do EBITDA ajustado os efeitos do EBITDA histórico de projetos recém-adquiridos. Considerando-se que a dívida líquida ajustada totalizou **R\$ 13.225 milhões** e o EBITDA ajustado dos últimos 12 meses atingiu **R\$ 4.117 milhões**, a relação Dívida Líquida ajustada / EBITDA ajustado ao final do 4T16 alcançou **3,21x**.

6) INVESTIMENTOS

6.1) Investimentos realizados

Segmento	Investimentos (R\$ Milhões)					
	4T16	4T15	Var.	2016	2015	Var.
Distribuição	491	256	92,1%	1.201	868	38,2%
Geração - Convencional	3	4	-37,4%	8	7	9,5%
Geração - Renováveis	170	206	-17,8%	979	494	98,3%
Comercialização	1	1	0,8%	4	2	52,7%
Serviços e Outros ¹	13	29	-54,1%	47	56	-16,4%
Subtotal	678	496	36,6%	2.238	1.428	56,7%
Transmissão	15	7	129,9%	51	37	35,0%
Total	694	503	37,9%	2.288	1.465	56,2%
Obrigações Especiais	74	81	-8,4%	226	255	-11,3%

Nota:

1) Outros – refere-se basicamente a ativos e transações que não são relacionados a nenhum dos segmentos identificados.

No 4T16, foram realizados investimentos de R\$ 678 milhões, o que representa um aumento de 36,6% em relação ao 4T15. Complementarmente, houve um investimento de R\$ 15 milhões no trimestre relacionado à construção de linhas de transmissão da CPFL Transmissão Morro Agudo que, de acordo com o IFRIC 12, está registrado como “Ativos Financeiros de Concessão” (ativo não circulante). A CPFL Energia contabilizou também R\$ 74 milhões em Obrigações Especiais no trimestre, entre outros itens financiados pelo consumidor.

No ano de 2016, foram realizados investimentos de R\$ 2.238 milhões, o que representa um aumento de 56,7% em relação ao ano anterior. Complementarmente, houve um investimento de R\$ 51 milhões na construção de linhas de transmissão da CPFL Transmissão Morro Agudo e R\$ 226 milhões em Obrigações Especiais.

Entre os investimentos, destacamos os realizados nos seguintes segmentos:

(i) Distribuição:

- a. Ampliação e reforço do sistema elétrico;

- b. Melhorias na manutenção do sistema elétrico;
 - c. Infraestrutura operacional;
 - d. Modernização dos sistemas de suporte à gestão e operação;
 - e. Serviços de atendimento aos clientes;
 - f. Programas de pesquisa e desenvolvimento.
- (ii) **Geração:**
- a. Principalmente nos Complexos Eólicos Campo dos Ventos e São Benedito;
 - b. Complexo Eólico Pedra Cheirosa;
 - c. PCH Mata Velha.

6.2) Investimentos projetados

Em função da mudança de controle acionário, a aprovação do processo orçamentário da CPFL Energia foi postergada.

Para consultar nova projeção de investimentos da CPFL Renováveis, veja Fato Relevante ou Release de Resultados do 4T16 da CPFL Renováveis, documentos divulgados ao mercado no dia 22/03/2017 (www.cpfrenovaveis.com.br/ri).

7) DESTINAÇÃO DO RESULTADO

O Estatuto Social da Companhia prevê anualmente a distribuição como dividendo de no mínimo 25% do lucro líquido ajustado na forma da lei, aos titulares de suas ações. A proposta de destinação do lucro líquido do exercício está demonstrada no quadro a seguir:

	R\$ mil
Lucro líquido do exercício - Individual	900.885
Realização do resultado abrangente	25.778
Dividendos prescritos	3.144
Lucro líquido base para destinação	929.807
Reserva legal	(45.044)
Reserva estatutária - ativo financeiro da concessão	(117.478)
Reserva estatutária - reforço de capital de giro	(545.505)
Dividendo adicional proposto	(7.820)
Dividendo mínimo obrigatório	(213.960)

A Companhia declarou, no exercício de 2016, o montante de R\$ 214 milhões de dividendo mínimo obrigatório, conforme rege a Lei 6.404/76, e, R\$ 8 milhões de dividendo adicional proposto.

Para este exercício, considerando o atual cenário econômico adverso e as incertezas quanto às projeções de mercado das distribuidoras, a Administração da Companhia está propondo a destinação de R\$ 546 milhões à reserva estatutária - reforço de capital de giro.

8) MERCADO DE CAPITAIS

8.1) Desempenho das Ações

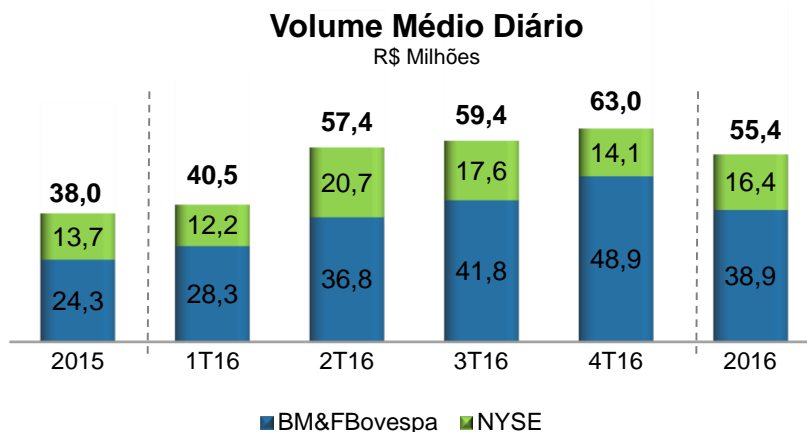
A CPFL Energia tem suas ações negociadas na BM&FBOVESPA (Novo Mercado) e na NYSE (ADR Nível III), segmentos com os mais elevados níveis de governança corporativa.

BM&FBovespa				NYSE			
Data	CPFE3	IEE	IBOV	Data	CPL	DJBr20	Dow Jones
31/12/2015	R\$ 15,18	24.803	43.349	31/12/2015	\$ 7,28	11.301	17.425
30/09/2016	R\$ 24,19	36.307	58.367	30/09/2016	\$ 14,80	18.185	18.308
31/12/2016	R\$ 24,99	36.108	60.227	31/12/2016	\$ 15,27	18.751	19.763
Var. Tri	3,3%	-0,5%	3,2%	Var. Tri	3,2%	3,1%	7,9%
Var. 12M	64,6%	45,6%	38,9%	Var. 12M	109,8%	65,9%	13,4%

Em 31 de dezembro de 2016, as ações da CPFL Energia fecharam em R\$ 24,99 por ação na BM&FBOVESPA e US\$ 15,27 por ADR na New York Stock Exchange, o que representou uma variação no trimestre de 3,3% e 3,2%, respectivamente. Em 2016, a valorização da ação foi de 64,6% na BM&FBOVESPA e da ADR de 109,8% na NYSE.

8.2) Volume Médio Diário

O volume médio diário de negociação no 4T16 foi de R\$ 63,0 milhões, sendo R\$ 48,9 milhões na BM&FBOVESPA e R\$ 14,1 milhões na NYSE, representando um aumento de 91,5% em relação ao 4T15. O número de negócios realizados na BM&FBOVESPA, por sua vez, diminuiu 18,0%, passando de uma média diária de 6.788 negócios, no 4T15, para 5.566 negócios, no 4T16.



Nota: Considera a somatória do volume médio diário na BM&FBovespa e na NYSE.

9) GOVERNANÇA CORPORATIVA

O modelo de governança corporativa da CPFL Energia e das sociedades controladas se baseia nos princípios da transparência, equidade, prestação de contas e responsabilidade corporativa.

Em 2016, a CPFL completou 12 anos da abertura de seu capital na BM&FBovespa e na Bolsa de Valores de Nova York (“NYSE”). Com mais de 100 anos de atuação no Brasil, a Companhia possui ações listadas no Novo Mercado da BMF&Bovespa e ADRS Nível III da NYSE, segmentos de listagem diferenciados que reúne empresas que aderem às melhores práticas de governança corporativa. Todas as ações da CPFL são ordinárias, ou seja, dão direito de voto e os acionistas tem assegurado *Tag Along* de 100% em caso de alienação do controle acionário.

A Administração da CPFL é formada pelo Conselho de Administração (“Conselho”), órgão de deliberação, e pela Diretoria Estatutária, órgão executivo. O Conselho é responsável pelo direcionamento estratégico dos negócios da *holding* e das empresas controladas, sendo composto por 7 membros, cujo prazo de mandato é de 1 ano, com possibilidade de reeleição. Em Assembleia Geral Extraordinária, ocorrida em 16 de fevereiro de 2017, foram eleitos 6 novos conselheiros (sendo 5 membros representantes da State Grid, novo acionista controlador, e 1 novo membro independente), em substituição aos membros representantes dos antigos acionistas controladores. Com isso, o Conselho passou a ter 2 Conselheiros Independentes.

O Regimento Interno do Conselho estabelece os procedimentos para a avaliação dos conselheiros, sob a liderança do Presidente do Conselho, as principais obrigações e direitos dos conselheiros.

O Conselho constituiu 3 comitês de assessoramento (Processos de Gestão, Riscos e Sustentabilidade, Gestão de Pessoas e Partes Relacionadas), que apoiam nas decisões e acompanhamento de temas relevantes e estratégicos, como a gestão de pessoas e de riscos, sustentabilidade e o acompanhamento da auditoria interna, a análise das transações com Partes Relacionadas aos acionistas do bloco de controle e o tratamento das ocorrências registradas nos canais de denúncia e de conduta ética. Em Reunião do Conselho de Administração, ocorrida em 17 de fevereiro de 2017, foram eleitos os novos membros dos comitês de assessoramento.

Como forma de assegurar que as melhores práticas permeiem as atividades do Conselho e seu relacionamento com a Companhia, ao mesmo tempo em que os conselheiros mantenham o foco na sua função de fórum central das decisões, constituiu, em 2006, a Assessoria de Governança Corporativa, com subordinação exclusiva e direta ao Presidente do Conselho.

A Assessoria é um órgão que atua como guardiã das boas práticas, visando assegurar a adesão às Diretrizes de Governança; a agilidade da comunicação entre a Companhia e os conselheiros; a qualidade e a tempestividade das informações; a integração e avaliação dos conselheiros de administração e fiscais; o constante aperfeiçoamento dos processos de governança e o relacionamento institucional com agentes e entidades de governança.

A Diretoria Executiva é composta por 1 Diretor Presidente e 6 Diretores Vice-presidentes, todos com mandato de 2 anos, com possibilidade de reeleição, cuja responsabilidade é a execução da estratégia da CPFL Energia e de suas sociedades controladas, que são definidas pelo Conselho em linha com as diretrizes de governança corporativa. A fim de garantir o alinhamento das práticas de governança, os Diretores Executivos ocupam posições no Conselho de Administração das empresas que fazem parte do grupo CPFL.

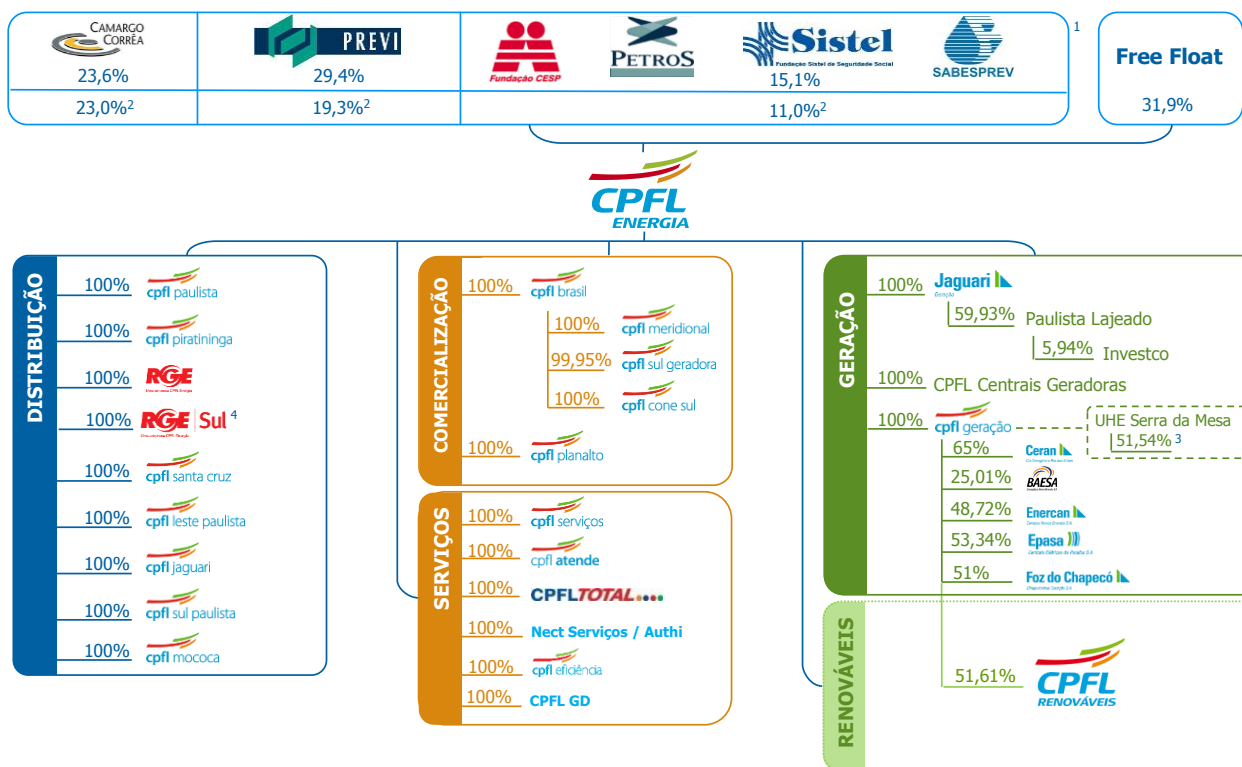
A CPFL possui um Conselho Fiscal permanente que também exerce atividades de *Audit Committee*, em atendimento às regras da Lei *Sarbanes Oxley* (SOX) aplicáveis às empresas estrangeiras listadas em bolsa de valores nos Estados Unidos. Em Assembleia Geral Extraordinária, ocorrida em 16 de fevereiro de 2017, foram eleitos 3 novos conselheiros, em substituição aos 5 membros que haviam apresentado carta de renúncia, quando do fechamento da transação da State Grid (novo acionista controlador).

As Diretrizes e o conjunto de documentos relativos à governança corporativa estão disponíveis no *website* de Relações com Investidores <http://www.cpf.com.br/ri>.

10) ESTRUTURA SOCIETÁRIA

A CPFL Energia atua como holding, participando no capital de outras sociedades.

A data base do organograma societário abaixo é 31 de dezembro de 2016, portanto antes da conclusão da aquisição das participações societárias da Camargo Corrêa, Previ e Bonaire na CPFL Energia pela State Grid, que ocorreu em 23 de janeiro de 2017:



Base: 31/12/2016

Notas:

(1) Acionistas controladores;

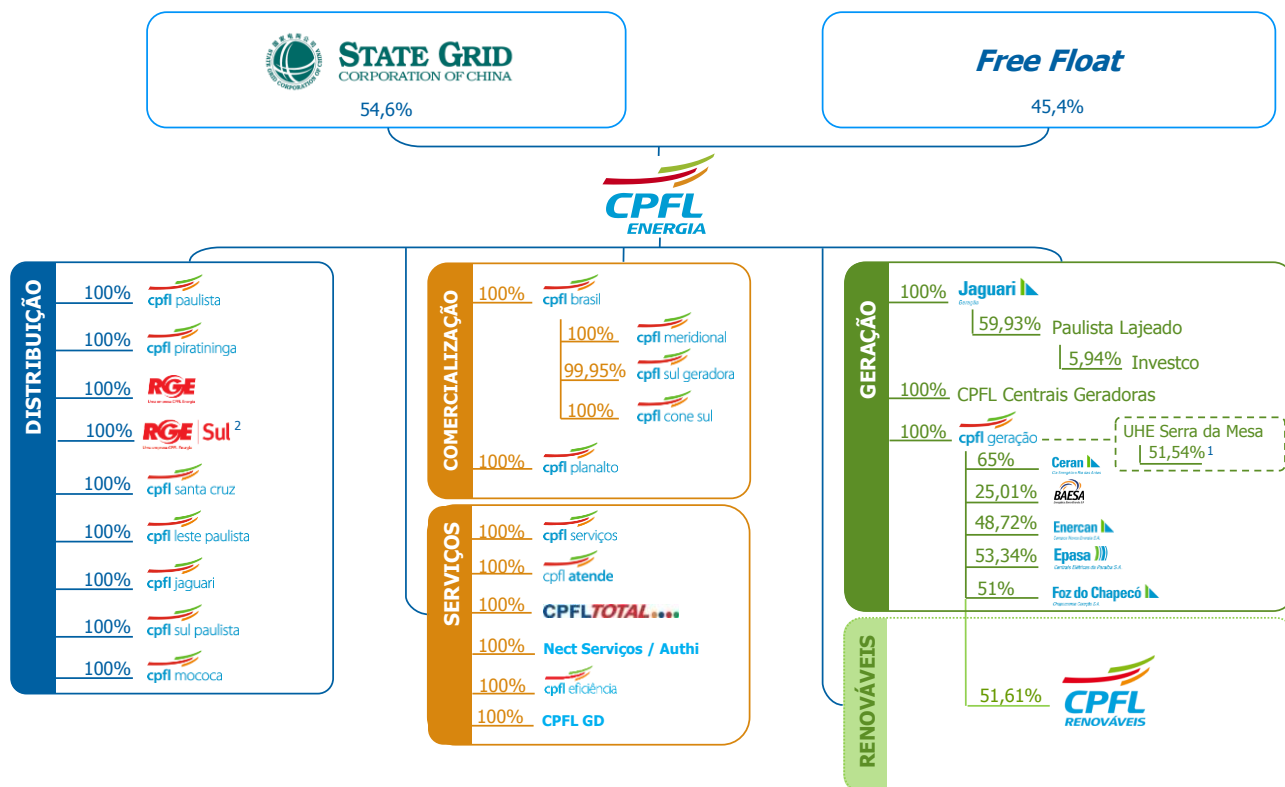
(2) % de ações vinculadas dos acionistas controladores;

(3) Parcela de 51,54% da disponibilidade da potência e de energia da UHE Serra da Mesa, referente ao Contrato de Suprimento de Energia entre a CPFL Geração e Furnas;

(4) CPFL Energia detém participação na RGE Sul por meio da CPFL Jaguariúna.

10.1) Transação State Grid

Apresentamos abaixo o organograma societário após a conclusão da transação com a State Grid. A State Grid Corporation of China (SGCC) controla a CPFL Energia por meio de suas subsidiárias State Grid International Development Co., Ltd, State Grid International Development Limited (SGID), International Grid Holdings Limited, State Grid Brazil Power Participações Ltda. (SGBP) e ESC Energia S.A.:



Base: 23/01/2017

Notas:

- (1) Parcela de 51,54% da disponibilidade da potência e de energia da UHE Serra da Mesa, referente ao Contrato de Suprimento de Energia entre a CPFL Geração e Furnas;
- (2) CPFL Energia detém participação na RGE Sul por meio da CPFL Jaguariúna.

Fechamento da Transação: após todas as condições precedentes cumpridas, em 23 de janeiro de 2017, a CPFL Energia divulgou, por meio de Fato Relevante, que, naquela data, recebeu uma correspondência da State Grid Brazil Power Participações Ltda. (“State Grid Brazil”) informando sobre o fechamento, também naquela data, do Contrato de Aquisição de Ações datado de 02 de setembro de 2016 e celebrado entre a State Grid Brazil, a Camargo Correa S.A., a Caixa de Previdência dos Funcionários do Banco do Brasil – PREVI, a Fundação CESP, a Fundação Sistel de Seguridade Social, a Fundação Petrobras de Seguridade Social – PETROS, a Fundação SABESP de Seguridade Social — SABESPREV (em conjunto, e exceto pela State Grid Brazil, as “Vendedoras”), e certas outras partes (respectivamente, “SPA” e “Fechamento”). Como resultado, a State Grid Brazil adquiriu das Vendedoras, diretamente ou indiretamente (através da aquisição de ações representativas de 100% do capital social da ESC Energia S.A.) 556.164.817 ações ordinárias de emissão da CPFL Energia S.A. (“CPFL Energia”), representativas de aproximadamente 54,64% de seu capital votante e total. Em razão do Fechamento, a State Grid Brazil se tornou a controladora da CPFL Energia. A correspondência também contemplava as seguintes informações: (i) Preço por Ação da CPFL Energia. O preço total pago à vista e em moeda corrente nacional para a aquisição direta e indireta das ações de emissão da CPFL

Energia referidas no item 1.1 acima foi de R\$ 25,51 por ação de emissão da CPFL Energia, totalizando aproximadamente R\$ 14,19 bilhões; **(ii) Preço por Ação da CPFL Renováveis.** Tendo em vista que a CPFL Energia é a controladora da CPFL Renováveis S.A. (“CPFL Renováveis”), a transferência do controle direto da CPFL Energia resultou na alienação indireta do controle da CPFL Renováveis. O valor por ação de emissão da CPFL Renováveis detida direta ou indiretamente pela CPFL Energia foi de R\$ 12,20 por ação de emissão da CPFL Renováveis, totalizando aproximadamente R\$ 3,17 bilhões. **(iii) OPAs por Alienação de Controle.** Conforme anteriormente divulgado, em razão do Fechamento da transação que resultou na alienação direta do controle da CPFL Energia, e na conseqüente alienação indireta do controle da CPFL Renováveis, a State Grid Brazil deverá realizar uma oferta pública para a aquisição da totalidade das ações ordinárias de titularidade dos acionistas remanescentes da CPFL Energia e uma outra oferta pública para a aquisição da totalidade das ações ordinárias de titularidade dos acionistas remanescentes da CPFL Renováveis, excluídas aquelas ações ordinárias detidas direta ou indiretamente pela própria CPFL Energia (“OPAs por Alienação de Controle”), nos termos do artigo 254-A da Lei das S.A., artigos 29 e 30 da Instrução CVM 361/02, das regras do Regulamento do Novo Mercado e do Estatuto Social da CPFL Energia e da CPFL Renováveis, conforme o caso. As OPAs mencionadas nesta comunicação apenas serão lançadas após seu registro perante a CVM. **(iv) Preço das OPAs por Alienação de Controle.** Em atendimento à regulamentação aplicável: (a) o preço da OPA por Alienação de Controle da CPFL Energia será de R\$ 25,51 por ação de emissão da CPFL Energia – correspondente ao preço por ação da CPFL Energia pago a cada uma das Vendedoras – acrescido de juros à taxa Selic desde a data do Fechamento até a data da liquidação financeira da OPA por Alienação de Controle da CPFL Energia, a ser pago à vista e em moeda corrente nacional; e (b) o preço da OPA por Alienação de Controle da CPFL Renováveis será de R\$12,20 por ação de emissão da CPFL Renováveis – correspondente ao valor de cada ação de emissão da CPFL Renováveis detida direta ou indiretamente pela CPFL Energia – acrescido de juros à taxa Selic desde a data do Fechamento até a data da liquidação financeira da OPA por Alienação de Controle da CPFL Renováveis, a ser pago à vista e em moeda corrente nacional; **(v) Possibilidade de Promover o Cancelamento de Registro da CPFL Energia e/ou da CPFL Renováveis.** Embora nenhuma decisão definitiva tenha sido tomada, a State Grid Brazil está atualmente analisando a possibilidade de promover a deslistagem da CPFL Energia da New York Stock Exchange e/ou o cancelamento de registro categoria A da CPFL Energia e/ou da CPFL Renováveis como companhia aberta no Brasil (e, no que se refere à CPFL Energia, o cancelamento de seu registro como companhia aberta nos Estados Unidos) no prazo de um ano a contar da presente data. A State Grid Brazil informará ao mercado por meio de uma nova comunicação caso qualquer decisão de promover a deslistagem da CPFL Energia e/ou o cancelamento de registro da CPFL Energia e/ou da CPFL Renováveis seja tomada; **(vi) Informações sobre o grupo State Grid.** A State Grid Brazil é uma subsidiária da State Grid International Development Limited (“SGID”) que, por sua vez, é uma subsidiária da State Grid Corporation of China (“SGCC”). A SGCC é a segunda maior companhia do mundo segundo a revista Fortune e fornece eletricidade para 88% da área geográfica da China. Através da SGID, a SGCC tem demonstrado um histórico bem sucedido de investimentos na Austrália, Brasil, Itália, Filipinas, Portugal e Hong Kong, com foco em ativos de transmissão e distribuição de energia. A SGID tem investido ativamente no mercado de energia elétrica brasileiro, tendo adquirido um total de 14 linhas de transmissão de energia, que fornecem eletricidade para os estados brasileiros de São Paulo e Rio de Janeiro. Adicionalmente, a SGID tem tido uma participação ativa em concessões, tendo se sagrado vencedora do contrato de concessão da Fase 1 e da Fase 2 da Usina Hidrelétrica de Belo Monte. Desde julho de 2016, a SGID é uma das companhias líderes de transmissão de energia elétrica no Brasil, operando aproximadamente 10.000 quilômetros de linhas de transmissão (e com outros 6.000 quilômetros de linhas de transmissão em construção) no Brasil; **(vii) Informações sobre as Vendedoras.** Para os propósitos do artigo 10, parágrafo único, II, da Instrução 358/02, a State Grid Brazil informa que a qualificação das Vendedoras pode ser acessada no Formulário de Referência da CPFL Energia; **(viii) Objetivo da Aquisição pela State Grid Brazil.** O objetivo da aquisição do controle da CPFL Energia pela State Grid Brazil é a diversificação do portfólio de negócios da SGID, e a utilização da sinergia existente entre a CPFL e seus ativos de transmissão para fortalecer a posição de

liderança no setor elétrico brasileiro; **(ix)** Rescisão do Acordo de Acionistas da CPFL. Em razão do Fechamento, o Acordo de Acionistas da CPFL foi rescindido na presente data; e **(x)** Assessores Financeiros. Santander Global Corporate Banking e BofA Merrill Lynch atuaram como assessores financeiros da State Grid Brazil na operação.

OPA Unificada: em 16 de fevereiro de 2017, a CPFL Energia divulgou, por meio de Fato Relevante, que recebeu uma correspondência de seu acionista controlador State Grid Brazil Power Participações Ltda. ("State Grid Brazil"), em 15 de fevereiro de 2017, informando que, conforme informado pela State Grid, em razão da alienação do controle da Companhia ("Transação"), a Ofertante realizará uma oferta pública para a aquisição da totalidade das ações ordinárias de titularidade dos acionistas remanescentes da CPFL ("OPA por Alienação de Controle"), nos termos do artigo 254-A da Lei nº 6.404, de 15 de dezembro de 1976 ("Lei das S.A."), artigo 29 da Instrução da Comissão de Valores Mobiliários ("CVM") nº 361, de 5 de março de 2002 ("ICVM 361/02"), das regras do Regulamento do Novo Mercado da BM&FBOVESPA S.A. – Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros ("Regulamento do Novo Mercado" e "BM&FBOVESPA", respectivamente) e do Estatuto Social da CPFL. A Ofertante tem, ainda, a intenção de, juntamente com a OPA por Alienação de Controle, realizar oferta pública unificada de aquisição de ações ordinárias de emissão da Companhia visando a: **(i)** cancelar seu registro de companhia aberta perante a CVM sob a categoria "A" e a sua conversão para a categoria "B", nos termos da Instrução da CVM nº 480, de 7 de dezembro de 2009, conforme alterada ("OPA para Conversão de Registro"); e **(ii)** retirar a Companhia do Segmento Especial de Listagem da BM&FBOVESPA denominado Novo Mercado ("OPA para Saída do Novo Mercado"), observando-se, para tanto, os termos previstos nos artigos 4º, § 4º, da Lei das S.A., bem como os procedimentos estabelecidos nos artigos 16 a 25 da ICVM 361/02 e no Regulamento do Novo Mercado (OPA por Alienação de Controle, OPA para Conversão de Registro e OPA para Saída do Novo Mercado denominadas, em conjunto, "OPA Unificada"). A Ofertante também pretende fazer com que (i) o contrato de depósito em relação ao agente depositário americano das ações da Companhia seja rescindido (ii) a Companhia saia da NYSE e (iii) seja cancelado o registro como companhia aberta da Companhia nos Estados Unidos. O preço a ser ofertado na OPA Unificada será de R\$ 25,51 por ação emitida pela Companhia, a serem: **(i)** monetariamente atualizados pela variação da Taxa Referencial do Sistema Especial de Liquidação e Custódia (Taxa Selic), calculada pro rata temporis, desde 23 de janeiro de 2017 (exclusive), data de fechamento da Transação, até a data de liquidação da OPA Unificada (inclusive); **(ii)** reduzidos pelo montante de dividendos e juros sobre o capital próprio declarados pela Companhia até a data em que for realizado o leilão da OPA Unificada; **(iii)** ajustados de acordo com grupamentos, desdobramentos, bonificações e/ou outras operações societárias semelhantes que alterem o número de ações de emissão da Companhia realizadas até a data em que for realizado o leilão da OPA Unificada; e **(iv)** pagos em moeda corrente nacional, na data da liquidação financeira da OPA Unificada ("Preço da OPA"). O Preço da OPA corresponde ao preço por ação pago à Camargo Correa S.A., a Caixa de Previdência dos Funcionários do Banco do Brasil – PREVI, a Fundação CESP, a Fundação Sistel de Seguridade Social, a Fundação Petrobras de Seguridade Social – PETROS e a Fundação SABESP de Seguridade Social – SABESPREV ("Acionistas Vendedores"), nos termos do Contrato de Aquisição de Ações celebrado em 2 de setembro de 2016 entre a Ofertante e os Acionistas Vendedores e assegura garantir aos acionistas remanescentes da Companhia tratamento igualitário àquele dado aos Acionistas Vendedores, antigos acionistas controladores da Companhia, em observância ao disposto no item 8.1 do Regulamento do Novo Mercado. Informamos, ainda, que o Preço da OPA deverá estar de acordo com os itens 10.2 e 11.2 do Regulamento do Novo Mercado e contido na (ou acima da) faixa de preço justo das ações de emissão da Companhia, a ser apurada por meio do laudo de avaliação estabelecido no item 10.1 do Regulamento do Novo Mercado ("Faixa de Preço Justo" e "Laudo de Avaliação", respectivamente). Para os fins do item 10.3 do Regulamento do Novo Mercado, o Preço da OPA é o preço máximo que a Ofertante está disposta a pagar por cada ação ordinária de emissão da CPFL Energia no contexto da OPA para Conversão de Registro e da OPA para Saída do Novo Mercado. Caso o Preço da OPA seja inferior à Faixa de Preço Justo, a Ofertante realizará apenas a OPA por Alienação de Controle, e não realizará a OPA para Conversão de Registro e a OPA para Saída do Novo Mercado. Dessa forma, além de outras condições que estarão descritas no

edital da OPA Unificada, a ser oportunamente publicado, a efetivação da OPA para Conversão de Registro e da OPA para Saída do Novo Mercado estará sujeita à: **(i)** adequação do Preço da OPA às disposições dos itens 10.2 e 11.2 do Regulamento do Novo Mercado; e **(ii)** aprovação do pedido de registro da OPA Unificada pela CVM. Tendo em vista o exposto, vimos pela presente requerer que V.Sas.: (a) publiquem imediatamente um fato relevante informando aos acionistas da Companhia e ao mercado em geral sobre a intenção manifestada nesta correspondência; e (b) adotem todas as providências necessárias para possibilitar que os acionistas da Companhia deliberem acerca: (i) da escolha da instituição ou empresa especializada responsável pela elaboração do Laudo de Avaliação, com base na lista tríplice de avaliadores previamente aprovadas pelo Conselho de Administração da Companhia, nos termos do item 10.1.1 do Regulamento do Novo Mercado; e (ii) do cancelamento do registro da Companhia como companhia aberta perante a CVM sob a categoria "A" e a sua conversão para a categoria "B", bem como a saída da Companhia do Novo Mercado da BM&FBOVESPA, em ambos os casos, condicionados aos regulamentos aplicáveis e aos termos e condições da OPA Unificada. A CPFL Energia informou ainda que, em razão da intenção manifestada pela State Grid Brazil, os acionistas da Companhia seriam oportunamente convocados a se reunirem em assembleia geral extraordinária para deliberar sobre **(i)** a escolha da instituição ou empresa especializada responsável pela determinação do valor econômico da Companhia a partir de lista tríplice a ser apresentada pelo Conselho de Administração, conforme previsto no Regulamento do Novo Mercado e no Estatuto Social da Companhia; **(ii)** o cancelamento de registro da Companhia perante a CVM como emissora de valores mobiliários registrada na categoria "A", e sua conversão para categoria "B"; e **(iii)** a saída da Companhia do segmento de listagem do Novo Mercado da BM&FBOVESPA S.A. – Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros.

Protocolo da OPA: em 23 de fevereiro de 2017, a CPFL Energia divulgou, por meio de Fato Relevante, que, naquela data, recebeu de seu acionista controlador State Grid Brazil Power Participações Ltda. uma correspondência informando que, conforme informado pela State Grid, em razão da alienação do controle da Companhia, a Ofertante realizará uma oferta pública para a aquisição da totalidade das ações ordinárias de titularidade dos acionistas remanescentes da CPFL ("OPA por Alienação de Controle"), juntamente com uma oferta pública unificada de aquisição de ações ordinárias de emissão da Companhia visando a: (i) cancelar seu registro de companhia aberta perante a CVM sob a categoria "A" e a sua conversão para a categoria "B", nos termos da Instrução da CVM nº 480, de 7 de dezembro de 2009, conforme alterada ("OPA para Conversão de Registro"); e (ii) retirar a Companhia do Segmento Especial de Listagem da BM&FBOVESPA denominado Novo Mercado ("OPA para Saída do Novo Mercado" e, em conjunto com a OPA por Alienação de Controle e a OPA para Conversão de Registro, "OPA Unificada"). Nesse sentido, a Ofertante informou, por meio daquela Notificação, que no dia anterior realizou o protocolo da documentação relativa à OPA Unificada perante a CVM, contemplando o preço por ação previamente informado de R\$ 25,51, sujeito aos ajustes previamente informados ("Preço da Oferta"). A Ofertante esclareceu que (a) o registro da OPA Unificada está sob análise da CVM e (b) se reserva o direito de lançar apenas a OPA por Alienação de Controle e cancelar a OPA para Conversão de Registro e OPA para Saída do Novo Mercado caso o Preço da Oferta seja inferior ao valor justo das ações da Companhia, apurado no laudo de avaliação a ser elaborado para efeito da OPA para Conversão de Registro e OPA para Saída do Novo Mercado, de acordo com a regulamentação aplicável. A minuta do edital da OPA Unificada estará disponível para consulta no seguinte website: www.cvm.gov.br (neste website, na seção "Acesso Rápido", selecionar "Consulta – OPA – Ofertas Públicas de Aquisição de Ações", em seguida clicar em "Em análise", na sequência, selecionar "CPFL Energia S.A." e, posteriormente, clicar em "Edital"). Para evitar quaisquer dúvidas, a Ofertante esclarece que a OPA Unificada ainda não se iniciou.

11) DESEMPENHO DOS SEGMENTOS DE NEGÓCIO

11.1) Segmento de Distribuição

11.1.1) Desempenho Econômico-Financeiro

DRE Consolidado - Distribuição (R\$ Milhões)						
	4T16	4T15	Var.	2016	2015	Var.
Receita Operacional Bruta	7.288	7.655	-4,8%	26.273	30.283	-13,2%
Receita Operacional Líquida	4.332	3.962	9,3%	15.040	16.968	-11,4%
Custo com Energia Elétrica	(2.820)	(2.688)	4,9%	(9.760)	(11.947)	-18,3%
Custos e Despesas Operacionais	(1.310)	(930)	40,8%	(4.026)	(3.464)	16,2%
Resultado do Serviço	202	344	-41,1%	1.254	1.557	-19,5%
EBITDA ⁽¹⁾	372	489	-24,0%	1.845	2.144	-13,9%
Resultado Financeiro	(201)	(24)	744,1%	(551)	(516)	6,7%
Lucro Antes da Tributação	1	320	-99,6%	703	1.041	-32,4%
Lucro Líquido	(20)	186	-	407	626	-34,9%

Notas:

- (1) O EBITDA (IFRS) é calculado a partir da soma do lucro líquido, impostos, resultado financeiro e depreciação/amortização, conforme Instrução CVM 527/12;
- (2) As tabelas de desempenho econômico-financeiro por distribuidora estão anexas a este relatório, no item 11.12.

11.1.1.1) Reclassificação do Ativo Financeiro da Concessão

As controladas de distribuição de energia elétrica, objetivando a melhor apresentação de seu desempenho operacional e financeiro concluíram que o ajuste de expectativa do fluxo de caixa do ativo financeiro indenizável da concessão de cada distribuidora, originalmente apresentado na rubrica de receita financeira, no resultado financeiro, deve ser mais adequadamente classificado no grupo de receitas operacionais, juntamente com as demais receitas relacionadas com a sua atividade fim. Esta alocação reflete de forma mais acurada o modelo de negócio de distribuição de energia elétrica e propicia uma melhor apresentação quanto ao seu desempenho.

Conforme as orientações do CPC 23 / IAS 8 – Políticas Contábeis, Mudança de Estimativa e Retificação de Erro, a Companhia e suas Controladas alteraram sua política contábil anteriormente adotada por uma política contábil que melhor reflete o desempenho dos negócios da Companhia e suas controladas e, portanto, procederam às reclassificações de forma retrospectiva em suas demonstrações do resultado de 2015.

11.1.1.2) Ativos e Passivos Financeiros Setoriais

No 4T16, foi contabilizado um total de **passivos financeiros setoriais** no montante de R\$ 342 milhões, comparado a um total de **ativos financeiros setoriais** no montante de R\$ 195 milhões no 4T15, uma variação de R\$ 537 milhões. No ano de 2016, foi contabilizado um total de R\$ 2.095 milhões em **passivos financeiros setoriais**, comparado a um total de R\$ 2.507 milhões em **ativos financeiros setoriais** em 2015, uma variação de R\$ 4.601 milhões.

Em 31 de dezembro de 2016, o saldo destes ativos e passivos financeiros setoriais era negativo em R\$ 915 milhões, comparado a um saldo negativo de R\$ 435 milhões em 30 de setembro de 2016 e a um saldo positivo de R\$ 1.954 milhões em 31 de dezembro de 2015.

Conforme estabelecido pela regulação aplicável, eventuais ativos ou passivos financeiros setoriais devem ser incorporados à tarifa das distribuidoras nos seus respectivos eventos tarifários anuais.

11.1.1.3) Receita Operacional

Nas análises apresentadas neste relatório, consideramos o impacto da inclusão da RGE Sul como um item isolado.

No 4T16, a receita operacional bruta atingiu R\$ 7.288 milhões, uma redução de 4,8% (R\$ 367 milhões), devido aos seguintes fatores:

- Redução de 15,3% (R\$ 1.019 milhões) na receita com venda de energia (cativo + clientes livres), em decorrência de: (i) a adoção da bandeira verde nos meses de outubro e dezembro e da bandeira amarela em novembro de 2016, comparada à aplicação da bandeira vermelha no 4T15; (ii) a redução de 3,3% no volume de vendas na área de concessão; e (iii) o reajuste tarifário médio negativo das distribuidoras no período entre 4T15 e 4T16 (destaque para redução média de 7,51% na RGE em junho/16 e de 24,21% na CPFL Piratininga em outubro/2016);
- Variação de R\$ 506 milhões nos Ativos e Passivos Financeiros Setoriais, passando de um ativo de R\$ 195 milhões no 4T15 para um passivo de R\$ 311 milhões no 4T16; e
- Variação de R\$ 160 milhões na atualização do Ativo Financeiro da Concessão, devido a: (i) queda no índice de inflação (IGP-M de 1,38% no 4T15 vs IPCA de 0,17% no 4T16)², e (ii) redução do ativo financeiro da concessão observada nas distribuidoras que passaram pelo processo de renovação da concessão no final de 2015 (CPFL Santa Cruz, CPFL Leste Paulista, CPFL Sul Paulista, CPFL Jaguari e CPFL Mococa)³;

Parcialmente compensada por:

- Aquisição da RGE Sul (R\$ 891 milhões);
- Aumento de 274,7% (R\$ 190 milhões) em Energia Elétrica de Curto Prazo;
- Aumento de 66,6% (R\$ 182 milhões) na Receita de Construção de Infraestrutura de Concessão;
- Aumento de 18,8% (R\$ 44 milhões) nos subsídios tarifários (aporte de CDE), principalmente descontos na TUSD e subsídios para baixa renda, além do desconto concedido aos clientes que obtiveram liminar que desobriga o pagamento de itens específicos da CDE; e
- Aumento de 17,5% (R\$ 10 milhões) em Outras Receitas e Rendas.

As deduções da receita operacional bruta foram de R\$ 2.955 milhões no 4T16, representando uma queda de 20,0% (R\$ 737 milhões), devido às seguintes reduções:

- de 35,4% na CDE (R\$ 435 milhões), devido à adoção de cotas de CDE Uso menores que em 2015, parcialmente compensada pelo aumento na CDE Energia e na CDE para cobrir os empréstimos da conta ACR;
- de 90,1% na contabilização das bandeiras tarifárias homologadas pela CCEE (R\$ 414 milhões);
- de 11,5% no ICMS (R\$ 145 milhões);

² Em novembro/15, por meio da REN nº 686/2015, a Aneel aprovou alterações no PRORET (Procedimentos de Regulação Tarifária), Submódulo 2.3, entre elas a substituição do indexador IGP-M pelo IPCA para atualização da base de remuneração regulatória.

³ Para o cálculo da bifurcação entre *ativo intangível* e *ativo financeiro da concessão*, utiliza-se a vida útil dos ativos. A parcela da vida útil que ocorrerá até o final da concessão é classificada como *ativo intangível* e o valor residual é classificado como *ativo financeiro da concessão*, referindo-se à indenização que a distribuidora receberá quando os ativos forem revertidos ao Poder Concedente.

- de 18,0% no PIS e Cofins (R\$ 121 milhões);
- de 19,2% no Programa de P&D e Eficiência Energética (R\$ 8 milhões);

Parcialmente compensados pelos seguintes fatores:

- aquisição da RGE Sul (R\$ 368 milhões); e
- aumento de 77,4% no PROINFA (R\$ 17 milhões).

A receita operacional líquida atingiu R\$ 4.332 milhões no 4T16, representando um aumento de 9,3% (R\$ 370 milhões).

No ano de 2016, a receita operacional bruta atingiu R\$ 26.273 milhões, uma redução de 13,2% (R\$ 4.011 milhões), devido aos seguintes fatores:

- Variação de R\$ 4.570 milhões nos Ativos e Passivos Financeiros Setoriais (ex-RGE Sul);
- Redução de 2,5% (R\$ 607 milhões) na receita com venda de energia (cativo + clientes livres);
- Redução de 53,9% (R\$ 212 milhões) na atualização do ativo financeiro da concessão; e
- Redução de 14,0% (R\$ 84 milhões) em Energia Elétrica de Curto Prazo;

Parcialmente compensada por:

- Aquisição da RGE Sul (R\$ 891 milhões);
- Aumento de 34,0% (R\$ 305 milhões) nos subsídios tarifários (aporte de CDE);
- Aumento de 22,6% (R\$ 228 milhões) na Receita de Construção de Infraestrutura de Concessão; e
- Aumento de 16,3% (R\$ 38 milhões) em Outras Receitas e Rendas.

Em 2016, as deduções da receita operacional bruta foram de R\$ 11.233 milhões, representando uma queda de 15,6% (R\$ 2.083 milhões), devido às seguintes reduções:

- de 76,5% nas bandeiras tarifárias homologadas pela CCEE (R\$ 1.374 milhões);
- de 17,9% na CDE (R\$ 709 milhões);
- de 16,6% no PIS e Cofins (R\$ 442 milhões);
- de 15,9% no Programa de P&D e Eficiência Energética (R\$ 25 milhões);

Parcialmente compensados pelos seguintes fatores:

- aquisição da RGE Sul (R\$ 368 milhões);
- aumento de 1,5% no ICMS (R\$ 69 milhões); e
- aumento de 30,5% no PROINFA (R\$ 28 milhões).

A receita operacional líquida atingiu R\$ 15.040 milhões em 2016, representando uma redução de 11,4% (R\$ 1.928 milhões).

11.1.1.4) Custo com Energia Elétrica

Nas análises apresentadas neste relatório, consideramos o impacto da inclusão da RGE Sul como um item isolado.

O custo com energia elétrica, composto pela compra de energia para revenda e pelos encargos de uso dos sistemas de transmissão e distribuição, totalizou R\$ 2.820 milhões no 4T16, representando um aumento de 4,9% (R\$ 132 milhões):

- O **custo da energia comprada** para revenda atingiu R\$ 2.511 milhões no 4T16, o que representa um aumento de 5,2% (R\$ 125 milhões), devido aos seguintes fatores:

- (i) Redução de 44,0% (R\$ 355 milhões) no custo com energia de **Itaipu**, decorrente da redução de 43,3% no preço médio de compra (de R\$ 311,50/MWh no 4T15 para R\$ 176,67/MWh no 4T16) e da redução de 1,2% (32 GWh) na quantidade de energia comprada;

- (ii) Aquisição da **RGE Sul** (R\$ 288 milhões);

Parcialmente compensado por:

- (iii) Aumento de 9,2% (R\$ 163 milhões) no custo com energia adquirida no ambiente regulado e **contratos bilaterais**, devido ao aumento de 5,0% (491 GWh) na quantidade de energia comprada e de 4,0% no preço médio de compra (de R\$ 180,17/MWh no 4T15 para R\$ 187,36 MWh no 4T16);

- (iv) Redução de 6,8% (R\$ 17 milhões) nos créditos de **PIS e Cofins** (reduzidor de custo), gerados a partir da compra de energia; e

- (v) Aumento de 24,1% (R\$ 13 milhões) no custo com **energia de curto prazo e Proinfa**, decorrente principalmente do aumento de 24,9% no preço médio de compra, de R\$ 218,79/MWh no 4T15 para R\$ 273,19/MWh no 4T16), a despeito do menor PLD médio (de R\$ 177,09/MWh no 4T15 para R\$ 162,82/MWh no 4T16, no submercado Sudeste/Centro-Oeste, e de R\$ 166,85/MWh no 4T15 para R\$ 162,82/MWh no 4T16, no submercado Sul) e da redução de 27,9% (109 GWh) na quantidade de energia comprada.

- Os **encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição** atingiram R\$ 308 milhões no 4T16, o que representa um aumento de 2,4% (R\$ 7 milhões), devido aos seguintes fatores:

- (i) Aquisição da **RGE Sul** (R\$ 38 milhões);

- (ii) Variação de R\$ 41 milhões nos encargos de energia de reserva – **EER**, uma vez que não houve registro desse encargo no 4T16 e houve um recebimento de recursos financeiros da Conta de Energia de Reserva (CONER) no valor de R\$ 41 milhões no 4T15;

- (iii) Redução de 10,2% (R\$ 3 milhões) nos créditos de **PIS e Cofins** (reduzidor de custo), gerados a partir dos encargos; e

- (iv) Aumento de 1,5% (R\$ 1 milhão) nos **encargos de conexão, uso do sistema de distribuição e transporte de Itaipu**;

Parcialmente compensados por:

- (v) Redução de 49,6% nos encargos de serviço de sistema – **ESS** (R\$ 73 milhões), em função da redução do PLD; e

- (vi) Redução de 1,3% nos encargos de **rede básica** (R\$ 2 milhões).

No ano de 2016, o custo com energia elétrica totalizou R\$ 9.760 milhões, uma redução de 18,3% (R\$ 2.187 milhões).

- O **custo da energia comprada** para revenda atingiu R\$ 8.496 milhões, com uma redução de 19,6% (R\$ 2.065 milhões), devido a:

- (i) Aquisição da **RGE Sul** (R\$ 288 milhões);

- (ii) Redução de 13,3% nos custos da energia no ambiente regulado e **contratos bilaterais** (R\$ 1.052 milhões);

- (iii) Redução de 31,5% no custo com energia de **Itaipu** (R\$ 904 milhões); e
- (iv) Redução 75,5% no custo com energia de **curto prazo e Proinfa** (R\$ 637 milhões);
Parcialmente compensadas por:
 - (v) Redução de 22,3% no crédito de **PIS e Cofins** (R\$ 240 milhões).
- Os **encargos de uso do sistema** de transmissão e distribuição atingiram R\$ 1.264 milhões no ano de 2016, uma redução de 8,8% (R\$ 122 milhões), devido a:
 - (i) Redução de 35,7% nos encargos do serviço do sistema – **ESS** (R\$ 198 milhões);
 - (ii) Redução de 5,6% nos encargos de **rede básica** (R\$ 44 milhões);
Parcialmente compensadas por:
 - (iii) Aumento de 95,2% em encargos de energia de reserva – **EER** (R\$ 52 milhões);
 - (iv) Aquisição da **RGE Sul** (R\$ 38 milhões);
 - (v) Aumento de 9,8% nos **encargos de conexão, uso do sistema de distribuição e transporte de Itaipu** (R\$14 milhões); e
 - (vi) Redução de 10,2% nos créditos de **PIS e Cofins** (R\$ 16 milhões).

11.1.1.5) Custos e Despesas Operacionais

Nas análises apresentadas neste relatório, consideramos o impacto da inclusão da RGE Sul como um item isolado.

Os custos e despesas operacionais atingiram R\$ 1.310 milhões no 4T16, comparado a R\$ 931 milhões no 4T15, um aumento de 40,8% (R\$ 380 milhões), decorrente dos seguintes fatores:

PMSO

O **PMSO** atingiu R\$ 594 milhões no 4T16, um aumento de 18,7% (R\$ 93 milhões), comparado a R\$ 500 milhões no 4T15. Desconsiderando-se a aquisição da RGE Sul, o PMSO estaria praticamente estável, com variação de 0,1% (R\$ 0,5 milhão).

PMSO Reportado (R\$ milhões)								
	4T16	4T15	Variação		2016	2015	Variação	
			R\$ MM	%			R\$ MM	%
PMSO Reportado								
Pessoal	(220,4)	(167,1)	(53,2)	31,9%	(728,7)	(654,5)	(74,2)	11,3%
Material	(32,9)	(24,6)	(8,3)	33,8%	(123,0)	(94,4)	(28,6)	30,3%
Serviços de Terceiros	(190,0)	(148,4)	(41,5)	28,0%	(657,3)	(529,3)	(127,9)	24,2%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(150,5)	(160,3)	9,8	-6,1%	(546,5)	(529,8)	(16,8)	3,2%
<i>PDD</i>	(41,6)	(30,8)	(10,8)	35,1%	(168,3)	(121,6)	(46,7)	38,4%
<i>Despesas Legais e Judiciais</i>	(41,9)	(65,0)	23,2	-35,6%	(168,1)	(247,0)	78,8	-31,9%
<i>Outros</i>	(67,1)	(64,5)	(2,6)	4,0%	(210,1)	(161,2)	(48,9)	30,3%
Total PMSO Reportado (IFRS) - A	(593,8)	(500,4)	(93,3)	18,7%	(2.055,4)	(1.807,9)	(247,5)	13,7%
PMSO RGE Sul (nov e dez/2016)								
Pessoal	(32,6)				(32,6)			
Material	(5,5)				(5,5)			
Serviços de Terceiros	(22,2)				(22,2)			
Outros Custos/Despesas Operacionais	(32,5)				(32,5)			
<i>PDD</i>	(5,1)				(5,1)			
<i>Despesas Legais e Judiciais</i>	(11,1)				(11,1)			
<i>Outros</i>	(16,3)				(16,3)			
Total PMSO RGE Sul - B	(92,8)				(92,8)			
PMSO sem RGE Sul								
Pessoal	(187,8)	(167,1)	(20,7)	12,4%	(696,1)	(654,5)	(41,6)	6,4%
Material	(27,3)	(24,6)	(2,8)	11,3%	(117,4)	(94,4)	(23,1)	24,4%
Serviços de Terceiros	(167,8)	(148,4)	(19,4)	13,0%	(635,1)	(529,3)	(105,8)	20,0%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(118,0)	(160,3)	42,3	-26,4%	(514,0)	(529,8)	15,8	-3,0%
<i>PDD</i>	(36,5)	(30,8)	(5,7)	18,6%	(163,2)	(121,6)	(41,6)	34,2%
<i>Despesas Legais e Judiciais</i>	(30,8)	(65,0)	34,3	-52,7%	(157,0)	(247,0)	89,9	-36,4%
<i>Outros</i>	(50,8)	(64,5)	13,7	-21,3%	(193,8)	(161,2)	(32,6)	20,2%
Total PMSO - (A) - (B)	(501,0)	(500,4)	(0,5)	0,1%	(1.962,6)	(1.807,9)	(154,7)	8,6%

Pessoal - aumento de 31,9% (R\$ 53 milhões), devido principalmente à aquisição da RGE Sul (R\$ 33 milhões), aos efeitos do acordo coletivo de trabalho (R\$ 14 milhões) e outros (R\$ 6 milhões);

Material - aumento de 33,8% (R\$ 8 milhões), devido principalmente à aquisição da RGE Sul (R\$ 6 milhões) e à reposição de materiais para manutenção de linhas e redes (R\$ 3 milhões);

Serviços de terceiros - aumento de 28,0% (R\$ 42 milhões), devido principalmente aos seguintes itens: aquisição da RGE Sul (R\$ 22 milhões), manutenção do sistema elétrico (R\$ 14 milhões), leitura de medidores e uso (R\$ 3 milhões), poda de árvores (R\$ 2 milhões) e ações de cobrança (R\$ 1 milhão);

Outros custos/despesas operacionais - redução de 6,1% (R\$ 10 milhões), devido principalmente aos seguintes fatores: despesas legais e judiciais (R\$ 34 milhões), multas regulatórias - DIC, FIC, DMIC e DICRI (R\$ 5 milhões), gastos com publicidade e propaganda (R\$ 2 milhões) e outras despesas (R\$ 8 milhões). Tais efeitos foram parcialmente compensados pela aquisição da RGE Sul (R\$ 33 milhões) e o aumento na provisão para créditos de liquidação

duvidosa (R\$ 6 milhões).

No acumulado, o PMSO totalizou R\$ 2.055 milhões, alta de 13,7% (R\$ 247 milhões). Expurgando a RGE Sul, haveria um aumento de 8,6% (R\$ 155 milhões).

Pessoal - aumento de 11,3% (R\$ 74 milhões), devido principalmente ao acordo coletivo (R\$ 52 milhões) e à aquisição da RGE Sul (R\$ 33 milhões), parcialmente compensados por outros itens (R\$ 11 milhões).

Material - aumento de 30,3% (R\$ 29 milhões), devido principalmente à reposição de materiais para manutenção de linhas e redes (R\$ 14 milhões), à manutenção de frotas (R\$ 9 milhões) e à aquisição da RGE Sul (R\$ 6 milhões).

Serviços de terceiros - aumento de 24,2% (R\$ 128 milhões), devido principalmente aos seguintes fatores: manutenção do sistema elétrico (R\$ 46 milhões), aquisição da RGE Sul (R\$ 22 milhões), ações de cobrança (R\$ 17 milhões), poda de árvores (R\$ 12 milhões), leitura de medidores e uso (R\$ 10 milhões) e outros (R\$ 21 milhões).

Outros custos/despesas operacionais - aumento de 3,2% (R\$ 17 milhões), devido principalmente aos seguintes fatores: aumento da PDD (R\$ 42 milhões), aquisição da RGE Sul (R\$ 33 milhões), aumento na alienação/desativação de ativos (R\$ 19 milhões), multas DIC/FIC (R\$ 7 milhões) e outras despesas (R\$ 6 milhões), parcialmente compensado pela redução de R\$ 90 milhões em despesas legais e judiciais.

Demais custos e despesas operacionais

Os demais custos e despesas operacionais atingiram R\$ 717 milhões no 4T16, comparado a R\$ 430 milhões no 4T15, registrando um aumento de 66,6% (R\$ 287 milhões), com as variações abaixo:

- (i) Aumento de 91,1% (R\$ 182 milhões) no **custo com construção da infraestrutura** da concessão. Esse item, que atingiu R\$ 455 milhões no 4T16, não afeta o resultado, pois tem sua contrapartida na “receita operacional”;
- (ii) Aquisição da **RGE Sul** (R\$ 97 milhões);
- (iii) Aumento de 107,7% (R\$ 12 milhões) no item **Entidade de Previdência Privada**, devido à atualização do laudo atuarial;
- (iv) Aumento de 0,7% (R\$ 1 milhão) no item **Depreciação e Amortização**;
- (v) Aumento de 18,0% (R\$ 1 milhão) no item **Amortização do Intangível da Concessão**; e
- (vi) Redução de 29,1% (R\$ 6 milhões) na **amortização do ágio de aquisição** das distribuidoras. Tal item é contabilizado originalmente na holding CPFL Energia, mas alocado no segmento de Distribuição para a presente análise.

No acumulado, os demais custos e despesas operacionais atingiram R\$ 1.971 milhões, registrando um aumento de 19,0% (R\$ 315 milhões), com as seguintes variações:

- (i) Aumento de 22,6% (R\$ 228 milhões) no **custo com construção da infraestrutura** da concessão;
- (ii) Aquisição da **RGE Sul** (R\$ 97 milhões);
- (iii) Aumento de 22,7% (R\$ 14 milhões) no item **Entidade de Previdência Privada**, devido à atualização do laudo atuarial;
- (iv) Aumento de 3,7% (R\$ 17 milhões) no item **Depreciação e Amortização**;
- (v) Aumento de 15,9% (R\$ 3 milhões) no item **Amortização do Intangível da Concessão**; e

- (vi) Redução de 42,5% (R\$ 45 milhões) na **amortização do ágio de aquisição** das distribuidoras.

11.1.1.6) EBITDA

O **EBITDA** totalizou R\$ 372 milhões no 4T16, registrando uma queda de 24,0% (R\$ 117 milhões). Em 2016, o **EBITDA** totalizou R\$ 1.845 milhões, registrando uma redução de 13,9% (R\$ 299 milhões).

Conciliação do Lucro Líquido e EBITDA (R\$ milhões)						
	4T16	4T15	Var.	2016	2015	Var.
Lucro Líquido	(20)	186	-	407	626	-34,9%
Depreciação e Amortização	170	146		591	587	
Resultado Financeiro	201	24		551	516	
IR/CS	21	133		296	415	
EBITDA	372	489	-24,0%	1.845	2.144	-13,9%

11.1.1.7) Resultado Financeiro

Nas análises apresentadas neste relatório, consideramos o impacto da inclusão da RGE Sul como um item isolado.

No 4T16, o resultado financeiro líquido registrou uma despesa financeira líquida de R\$ 201 milhões, um aumento de 744,1% (R\$ 177 milhões).

Resultado Financeiro (R\$ Milhões)						
	4T16	4T15	Var.	2016	2015	Var.
Receitas						
Rendas de Aplicações Financeiras	97	57	69,5%	371	164	126,6%
Acréscimos e Multas Moratórias	69	62	11,0%	238	210	13,6%
Atualização de Créditos Fiscais	2	39	-95,4%	19	45	-58,3%
Atualização de Depósitos Judiciais	8	23	-64,1%	34	84	-59,6%
Atualizações Monetárias e Cambiais	10	30	-66,1%	78	86	-9,8%
Deságio na Aquisição de Crédito de ICMS	3	4	-22,1%	16	13	24,3%
Atualização do Ativo Financeiro Setorial	(18)	65	-	33	163	-79,9%
PIS e COFINS - sobre Outras Receitas Financeiras	(14)	(27)	-49,0%	(47)	(43)	8,4%
Outros	7	4	89,3%	39	19	107,7%
Total	165	256	-35,8%	781	741	5,5%
Despesas						
Encargos de Dívidas	(182)	(158)	15,6%	(681)	(610)	11,8%
Atualizações Monetárias e Cambiais	(142)	(78)	82,1%	(525)	(536)	-2,1%
(-) Juros Capitalizados	4	3	50,4%	13	11	17,6%
Atualização do Passivo Financeiro Setorial	(8)	(0)	3392,0%	(25)	(2)	1494,3%
Outros	(38)	(48)	-20,0%	(114)	(121)	-6,0%
Total	(366)	(281)	30,5%	(1.332)	(1.257)	6,0%
Resultado Financeiro	(201)	(24)	744,1%	(551)	(518)	6,7%

Resultado Financeiro (sem RGE Sul em nov-dez/16) (R\$ Milhões)						
	4T16	4T15	Var.	2016	2015	Var.
Receitas						
Rendas de Aplicações Financeiras	95	57	65,1%	369	164	125,1%
Acréscimos e Multas Moratórias	58	62	-5,9%	228	210	8,6%
Atualização de Créditos Fiscais	2	39	-95,4%	19	45	-58,3%
Atualização de Depósitos Judiciais	6	23	-75,3%	31	84	-62,7%
Atualizações Monetárias e Cambiais	11	30	-61,4%	79	86	-8,2%
Deságio na Aquisição de Crédito de ICMS	3	4	-22,1%	16	13	24,3%
Atualização do Ativo Financeiro Setorial	(13)	65	-	38	163	-76,9%
PIS e COFINS - sobre Outras Receitas Financeiras	(10)	(27)	-61,6%	(43)	(43)	0,5%
Outros	7	4	91,0%	39	19	108,0%
Total	159	256	-38,0%	776	741	4,7%
Despesas						
Encargos de Dívidas	(154)	(158)	-2,5%	(653)	(610)	7,1%
Atualizações Monetárias e Cambiais	(133)	(78)	70,4%	(516)	(536)	-3,8%
(-) Juros Capitalizados	4	3	32,3%	13	11	12,8%
Atualização do Passivo Financeiro Setorial	(8)	(0)	3680,9%	(26)	(2)	1535,5%
Outros	(36)	(48)	-25,1%	(111)	(121)	-8,0%
Total	(327)	(280)	16,6%	(1.293)	(1.257)	2,9%
Resultado Financeiro	(168)	(24)	605,8%	(518)	(516)	0,3%

Os itens que explicam essa variação são:

- Receita Financeira: redução de 35,8% (R\$ 92 milhões) passando de R\$ 256 milhões no 4T15 para R\$ 165 milhões no 4T16, devido principalmente aos seguintes fatores:
 - (i) Redução de R\$ 78 milhões na **atualização do ativo financeiro setorial**, passando de uma receita de R\$ 65 milhões no 4T15 para uma despesa de R\$ 13 milhões no 4T16;
 - (ii) Redução de 95,4% na atualização de **créditos fiscais** (R\$ 37 milhões);
 - (iii) Redução de 61,4% (R\$ 18 milhões) em **atualizações monetárias e cambiais**, devido a: (a) a redução de R\$ 19 milhões nas receitas de multas, juros e atualização monetária relativas aos parcelamentos efetuados com consumidores; (b) a redução de R\$ 10 milhões na atualização do saldo dos subsídios tarifários, conforme determinação da Aneel; parcialmente compensado (c) o efeito da variação cambial das faturas de Itaipu (R\$ 11 milhões);
 - (iv) Redução de 75,3% (R\$ 17 milhões) na atualização de **depósitos judiciais**;
 - (v) Redução de 5,9% nos **acréscimos e multas moratórias** (R\$ 4 milhões);
 - (vi) Redução de 22,1% no deságio na aquisição de crédito de ICMS (R\$ 1 milhão);

Parcialmente compensados por:

 - (vii) Aumento de 65,1% (R\$ 37 milhões) nas **rendas de aplicações financeiras**, em virtude dos aumentos no saldo médio de aplicações;
 - (viii) Redução de 61,6% no **PIS e Cofins** sobre receita financeira (R\$ 17 milhões);
 - (ix) Aquisição da **RGE Sul** (R\$ 6 milhões); e
 - (x) Aumento de R\$ 4 milhões em **outras receitas financeiras**.
- Despesa Financeira: aumento de 30,5% (R\$ 85 milhões), passando de R\$ 281 milhões no 4T15 para R\$ 366 milhões no 4T16, devido principalmente aos seguintes fatores:
 - (i) Aquisição da **RGE Sul** (R\$ 39 milhões);

- (ii) Aumento de 70,4% (R\$ 55 milhões) em **atualizações monetárias e cambiais**, devido a: (a) o aumento dos encargos de dívida em moeda estrangeira, com swap para CDI (R\$ 26 milhões); (b) o efeito da variação cambial de Itaipu (R\$ 41 milhões); parcialmente compensados pelo (c) efeito positivo da marcação a mercado nas operações sob a lei 4.131 - efeito não caixa (R\$ 12 milhões); e
- (iii) Aumento de R\$ 8 milhões em atualizações do **passivo financeiro setorial**;
Parcialmente compensados por:
 - (iv) Redução de 25,1% (R\$ 12 milhões) em **outras despesas financeiras**;
 - (v) Redução de 2,5% (R\$ 4 milhões) nos **encargos de dívidas** em moeda local; e
 - (vi) Aumento de 32,3% (R\$ 1 milhão) nos **juros capitalizados**.

No acumulado do ano, o resultado financeiro registrou uma despesa líquida de R\$ 551 milhões, uma alta de 6,7% (R\$ 34 milhões).

- A receita financeira alcançou R\$ 781 milhões, uma alta de 5,5% (R\$ 41 milhões) em relação a 2015, devido a:
 - (i) Aumento de 125,1% nas rendas de aplicações financeiras (R\$ 205 milhões);
 - (ii) Aumento de 8,6% nos acréscimos e multas moratórias (R\$ 18 milhões);
 - (iii) Aquisição da RGE Sul (R\$ 6 milhões);

Parcialmente compensado por:

- (iv) Redução de 76,9% na atualização do ativo financeiro setorial (R\$ 125 milhões);
 - (v) Redução de 62,7% nas atualizações de depósitos judiciais (R\$ 53 milhões);
 - (vi) Redução de 58,3% atualizações de créditos fiscais (R\$ 26 milhões); e
 - (vii) Redução de 21,8% nos demais itens (R\$ 16 milhões).
- A despesa financeira foi de R\$ 1.332 milhões, um aumento de 6,0% (R\$ 75 milhões) se comparado a 2015, devido a:
 - (i) Aumento de 7,1% nos encargos de dívida em moeda local (R\$ 43 milhões);
 - (ii) Aquisição da RGE Sul (R\$ 39 milhões);
 - (iii) Variação na atualização do passivo financeiro setorial (R\$ 24 milhões);

Parcialmente compensado por:

- (iv) Redução de 3,8% nas atualizações monetárias e cambiais (R\$ 20 milhões);
- (v) Redução de 8,0% nas outras despesas financeiras (R\$ 10 milhões); e
- (vi) Aumento de 12,8% nos juros capitalizados (R\$ 1 milhão).

11.1.1.8) Lucro Líquido

No 4T16, foi registrado um **Prejuízo Líquido** de R\$ 20 milhões, comparado a um Lucro Líquido de R\$ 186 milhões no 4T15, uma variação de R\$ 206 milhões no período. No ano de 2016, o **Lucro Líquido** foi de R\$ 407 milhões, queda de 34,9% (R\$ 219 milhões).

11.1.2) Eventos tarifários

Datas de referência

Datas dos Processos Tarifários	
Distribuidora	Data
CPFL Santa Cruz	22 de março*
CPFL Leste Paulista	22 de março*
CPFL Jaguari	22 de março*
CPFL Sul Paulista	22 de março*
CPFL Mococa	22 de março*
CPFL Paulista	8 de abril
RGE Sul	19 de abril
RGE	19 de junho
CPFL Piratininga	23 de Outubro

Revisões Tarifárias			
Distribuidora	Periodicidade	Data da Próxima Revisão	Ciclo
CPFL Paulista	A cada 5 anos	Abril de 2018	4º CRTP
RGE Sul	A cada 5 anos	Abril de 2018	4º CRTP
RGE	A cada 5 anos	Junho de 2018	4º CRTP
CPFL Piratininga	A cada 4 anos	Outubro de 2019	5º CRTP
CPFL Santa Cruz	A cada 5 anos	Março de 2021*	5º CRTP
CPFL Leste Paulista	A cada 5 anos	Março de 2021*	5º CRTP
CPFL Jaguari	A cada 5 anos	Março de 2021*	5º CRTP
CPFL Sul Paulista	A cada 5 anos	Março de 2021*	5º CRTP
CPFL Mococa	A cada 5 anos	Março de 2021*	5º CRTP

* Na Audiência Pública 038/2015, realizada pela ANEEL, as datas das revisões foram alteradas para 22 de março. A data utilizada anteriormente para os reajustes destas distribuidoras era 3 de fevereiro.

Reajustes tarifários anuais ocorridos em 2016

	CPFL Paulista	RGE Sul	RGE	CPFL Piratininga
Resolução Homologatória	2.056	2.059	2.082	2.157
Reajuste	9,89%	3,94%	-1,48%	-12,54%
Parcela A	-2,06%	-3,75%	-2,98%	-7,02%
Parcela B	1,78%	1,86%	2,31%	1,67%
Componentes Financeiros	10,18%	5,83%	-0,81%	-7,19%
Efeito para o consumidor	7,55%	-0,34%	-7,51%	-24,21%
Data de entrada em vigor	08/04/2016	19/04/2016	19/06/2016	23/10/2016

Reajustes tarifários anuais ocorridos em 2017

	CPFL Santa Cruz	CPFL Leste Paulista	CPFL Jaguari	CPFL Sul Paulista	CPFL Mococa
Resolução Homologatória	2.211	2.210	2.213	2.209	2.212
Reajuste	-1,28%	0,77%	2,05%	1,63%	1,65%
Parcela A	0,88%	1,26%	3,26%	0,44%	2,78%
Parcela B	0,48%	1,92%	0,62%	0,53%	0,67%
Componentes Financeiros	-2,65%	-2,41%	-1,83%	0,66%	-1,80%
Efeito para o consumidor	-10,37%	-3,28%	-8,41%	-4,15%	-2,56%
Data de entrada em vigor	22/03/2017	22/03/2017	22/03/2017	22/03/2017	22/03/2017

Revisão Tarifária Periódica – processos ocorridos em 2016

	CPFL Santa Cruz	CPFL Leste Paulista	CPFL Jaguari	CPFL Sul Paulista	CPFL Mococa
Resolução Homologatória	2.026	2.029	2.028	2.025	2.027
Reajuste	10,69%	8,02%	14,05%	9,77%	6,08%
Parcela A	-1,84%	-1,95%	-1,20%	-2,70%	-2,35%
Parcela B	1,61%	5,94%	2,80%	5,01%	3,76%
Componentes Financeiros	10,92%	4,03%	12,45%	7,46%	4,67%
Efeito para o consumidor	7,15%	13,32%	13,25%	12,82%	9,02%
Data de entrada em vigor	22/03/2016	22/03/2016	22/03/2016	22/03/2016	22/03/2016

4º Ciclo de Revisão Tarifária Periódica – principais informações

4º Ciclo de Revisão Tarifária	Piratininga	Santa Cruz	Sul Paulista	Leste Paulista	Mococa	Jaguari
Data	out/15	mar/16	mar/16	mar/16	mar/16	mar/16
Base de Remuneração Bruta (A)	3.020	328	210	151	113	89
Taxa de Depreciação (B)	3,65%	3,69%	3,77%	3,81%	3,77%	3,76%
QRR (C = A x B)	110	12	8	6	4	3
Base de Remuneração Líquida (D)	1.906	194	124	102	72	62
WACC antes dos impostos (E)	12,26%	12,26%	12,26%	12,26%	12,26%	12,26%
Remuneração do Capital (F = D x E)	234	24	15	12	9	8
Obrigações Especiais (G)	10	2	1	0	0	0
EBITDA Regulatório (H = C + F + G)	354	38	24	19	13	11
OPEX = CAOM ¹ + CAIM ² (I)	447	82	33	28	21	21
Parcela B (J = H + I)	801	120	56	47	35	33
Índice de Produtividade da Parcela B (K)	1,22%	1,18%	1,17%	1,19%	1,21%	1,30%
Mecanismo de Incentivo à Qualidade (L)	0,00%	-0,33%	0,00%	-0,33%	1,00%	-0,64%
Parcela B com ajustes (M = J * (K - L))	791	119	56	46	34	33
Outras Receitas (N)	36	3	1	1	1	1
Parcela B Ajustada (O = M - N)	755	116	54	45	33	31
Parcela A (P)	3.649	319	117	84	58	138
Receita Requerida (Q = O + P)	4.404	436	171	130	91	169

Notas:

- 1) Custo de Administração, Operação e Manutenção;
- 2) Custo Anual de Instalações e Imóveis.

11.1.3) Indicadores Operacionais

DEC e FEC

A seguir são apresentados os resultados alcançados pelas distribuidoras nos principais indicadores que medem a qualidade e a confiabilidade do fornecimento de energia elétrica. O DEC (Duração Equivalente de Interrupções) mede a duração média, em horas, de interrupção por consumidor no ano e o FEC (Frequência Equivalente de Interrupções) indica o número médio de interrupções por consumidor no ano.

Distribuidora	Indicadores ¹ DEC e FEC											
	DEC (horas)						FEC (nº vezes)					
	2012	2013	2014	2015	2016	ANEEL ¹	2012	2013	2014	2015	2016	ANEEL ¹
CPFL Paulista	7,48	7,14	6,93	7,76	7,62	7,92	5,37	4,73	4,88	4,89	5,00	7,06
CPFL Piratininga	5,66	7,44	6,98	7,24	6,97	7,35	4,24	4,58	4,19	4,31	3,80	6,45
RGE	14,61	17,35	18,77	15,98	14,44	12,92	8,94	9,04	9,14	8,33	7,56	9,97
RGE Sul	14,10	14,07	17,75	19,11	19,45	12,25	8,40	7,39	8,87	8,42	9,41	9,85
CPFL Santa Cruz	5,28	6,97	6,74	8,46	5,65	9,44	5,83	6,82	5,29	6,34	4,09	9,08
CPFL Jaguari	4,49	5,92	5,41	6,93	7,10	8,00	4,66	5,43	4,32	4,61	6,13	8,00
CPFL Mococa	5,83	4,86	6,88	7,04	10,56	10,19	5,69	4,93	7,31	5,92	6,63	8,79
CPFL Leste Paulista	8,26	7,58	8,48	7,92	8,01	9,79	6,57	6,33	6,30	5,67	5,73	8,49
CPFL Sul Paulista	10,80	9,08	9,69	11,51	15,20	10,46	9,01	6,71	7,03	9,47	11,76	8,73

1) Limite ANEEL 2016

Desde o final de 2015, as áreas de concessão das distribuidoras da CPFL Energia têm apresentado alta concentração pluviométrica e maior incidência de raios, o que tem aumentado o

número de alagamentos, maior dificuldade de acesso das equipes e avarias nas subestações.

Em 2016, o DEC da CPFL Mococa apresentou uma elevação significativa devido a um incêndio em uma subestação de uma companhia de transmissão que atende a região. Para a regularização do fornecimento de energia, a CPFL Energia operou em duas frentes: através da transferência de carga e através da instalação de um transformador móvel.

Já o DEC da CPFL Sul Paulista sofreu forte elevação em 2016 devido a condições atmosféricas atípicas terem atingido com mais severidade a concessão dessa distribuidora, gerando condições de alagamentos de determinadas áreas por vários dias e também a destruição de pontes essenciais para o deslocamento das equipes com maior agilidade até o local das ocorrências.

Por sua vez, o DEC da CPFL Santa Cruz registrou redução neste ano, refletindo a eficácia do plano de manutenção realizado. É importante destacar que a CPFL Santa Cruz registrou no ano de 2016 o menor (melhor) valor de DEC dentre todas as distribuidoras de energia brasileiras (maiores de 1 TWh).

Já o indicador FEC foi mantido abaixo do limite regulatório em todas as empresas (com exceção da CPFL Sul Paulista), refletindo a eficácia das manutenções realizadas e os constantes investimentos em melhorias e modernizações realizadas pela CPFL. As condições atmosféricas anormais que afetaram com maior severidade a distribuidora CPFL Sul Paulista também impactaram negativamente o resultado do indicador FEC.

Perdas

Abaixo podemos visualizar como foi o desempenho das distribuidoras do grupo CPFL ao longo dos últimos trimestres:

Perdas Acumuladas em 12 Meses ¹	Perdas Técnicas					Perdas Não-Técnicas					Perdas Totais				
	1T16	2T16	3T16	4T16	ANEEL ²	1T16	2T16	3T16	4T16	ANEEL ²	1T16	2T16	3T16	4T16	ANEEL ²
CPFL Energia	6,36%	6,44%	6,39%	6,35%	6,37%	2,53%	2,71%	2,63%	3,00%	1,83%	8,37%	9,14%	9,02%	9,34%	8,20%
CPFL Paulista	6,61%	6,77%	6,72%	6,55%	6,32%	2,66%	2,59%	2,65%	3,03%	1,98%	9,27%	9,36%	9,36%	9,58%	8,30%
CPFL Piratininga	4,19%	4,29%	4,34%	4,45%	5,52%	2,67%	2,73%	2,71%	2,85%	1,43%	6,86%	7,02%	7,05%	7,30%	6,95%
RGE	7,55%	7,45%	7,39%	7,35%	7,28%	2,01%	2,66%	2,31%	2,64%	1,87%	9,56%	10,11%	9,70%	9,99%	9,15%
RGE Sul	7,41%	7,28%	7,05%	7,08%	6,75%	2,85%	3,53%	3,17%	4,00%	2,20%	10,26%	10,82%	10,22%	11,07%	8,95%
CPFL Santa Cruz	8,72%	8,79%	8,65%	8,75%	7,76%	0,79%	0,81%	1,15%	1,08%	0,52%	9,51%	9,60%	9,80%	9,82%	8,28%
CPFL Jaguari	3,69%	3,54%	3,45%	3,37%	4,28%	1,05%	1,65%	1,17%	1,26%	0,40%	4,73%	5,19%	4,62%	4,63%	4,67%
CPFL Mococa	7,97%	7,84%	7,74%	7,46%	8,17%	2,38%	2,52%	2,43%	2,83%	0,57%	10,35%	10,36%	10,17%	10,29%	8,74%
CPFL Leste Paulista	8,48%	8,51%	8,57%	8,49%	7,81%	3,76%	2,94%	3,24%	2,39%	1,15%	12,23%	11,44%	11,81%	10,88%	8,96%
CPFL Sul Paulista	7,66%	7,83%	8,13%	8,26%	5,94%	0,91%	1,24%	1,46%	1,83%	0,20%	8,57%	9,07%	9,59%	10,08%	6,15%

1) Os valores reportados foram adequados para uma melhor comparação com as trajetórias de perdas definidas pela ANEEL. Para CPFL Piratininga, RGE e RGE Sul, os clientes conectados na tensão A1 são expurgados da conta.

2) As metas regulatórias de perdas são definidas no processo de revisão tarifária periódica (RTP). CPFL Paulista, RGE e RGE Sul estão no 3º CRTP e as demais distribuidoras se encontram no 4º CRTP.

O índice de perdas consolidado da CPFL Energia, já considerando a RGE Sul no histórico, foi de **8,39%** no 4T15 para **9,34%** no 4T16, um aumento de **0,95 p.p.** Este aumento deve-se principalmente à alteração do *mix* de mercado, aumentando a contribuição dos clientes ligados em baixa tensão, aumento de inversões (energia gerada em pequenas usinas e conduzidas para a rede básica) e deterioração do cenário macroeconômico.

No ano, a CPFL Energia aplicou R\$ 30,7 milhões em programas de combate às perdas (desconsiderando a RGE Sul). Do total de recursos, R\$ 3,1 milhões foi para investimentos operacionais (substituição de medidores) e R\$ 27,6 milhões para despesas gerenciáveis (combate às fraudes e furtos de energia), que totalizam 288 mil inspeções.

Já as perdas não técnicas em relação ao mercado de baixa tensão evoluíram conforme o quadro abaixo:

Perdas Acumuladas em 12 Meses - BT ¹	Perdas Não-Técnicas sobre BT				
	1T16	2T16	3T16	4T16	ANEEL ²
CPFL Paulista	6,24%	6,04%	6,19%	7,13%	4,61%
CPFL Piratininga	7,81%	7,81%	7,69%	8,05%	3,90%
RGE	4,97%	6,58%	5,66%	6,51%	4,41%
CPFL Santa Cruz	1,53%	1,57%	2,27%	2,17%	0,98%
RGE Sul	6,54%	8,12%	7,23%	9,24%	4,91%
CPFL Jaguari	4,26%	6,76%	4,77%	5,04%	1,60%
CPFL Mococa	4,17%	4,44%	4,29%	5,01%	0,98%
CPFL Leste Paulista	6,67%	5,19%	5,82%	4,32%	1,96%
CPFL Sul Paulista	2,23%	2,91%	3,25%	3,95%	0,51%

1) Os valores das metas e trajetórias regulatórias de perdas são definidos no processo de revisão tarifária periódica (RTP). CPFL Paulista, RGE e RGE Sul estão no 3º CRTP e as demais distribuidoras já se encontram no 4º CRTP.

11.2) Segmento de Comercialização e Serviços

11.2.1) Segmento de Comercialização

DRE Consolidado - Comercialização (R\$ Milhões)						
	4T16	4T15	Var.	2016	2015	Var.
Receita Operacional Bruta	691	547	26,3%	2.365	2.043	15,8%
Receita Operacional Líquida	609	484	25,9%	2.087	1.799	16,0%
EBITDA⁽¹⁾	59	34	72,3%	163	129	25,6%
Lucro Líquido	33	28	20,1%	112	88	27,1%

Nota:

(1) O EBITDA é calculado a partir da soma do lucro líquido, impostos, resultado financeiro e depreciação/amortização.

Receita Operacional

No 4T16, a receita operacional bruta atingiu R\$ 691 milhões, representando um aumento de 26,3% (R\$ 144 milhões), e a receita operacional líquida foi de R\$ 609 milhões, representando um aumento de 25,9% (R\$ 125 milhões).

No ano de 2016, a receita operacional bruta atingiu R\$ 2.365 milhões, representando um aumento de 15,8% (R\$ 322 milhões), e a receita operacional líquida foi de R\$ 2.087 milhões, representando um aumento de 16,0% (R\$ 288 milhões).

EBITDA

No 4T16, o EBITDA foi de R\$ 59 milhões, comparado a R\$ 34 milhões no 4T15, um aumento de 72,3%.

No ano de 2016, o EBITDA foi de R\$ 163 milhões, comparado a R\$ 129 milhões em 2015, um aumento de 25,6%.

Lucro Líquido

No 4T16, o lucro líquido foi de R\$ 33 milhões, comparado a um lucro líquido de R\$ 28 milhões no 4T15.

No ano de 2016, o lucro líquido foi de R\$ 112 milhões, comparado a um lucro líquido de R\$ 88 milhões em 2015.

11.2.2) Segmento de Serviços

DRE Consolidado - Serviços (R\$ Milhões)						
	4T16	4T15	Var.	2016	2015	Var.
Receita Operacional Bruta	112	101	11,0%	438	320	36,7%
Receita Operacional Líquida	102	93	9,6%	400	295	35,9%
EBITDA⁽¹⁾	17	(26)	-	78	43	80,9%
Lucro Líquido	13	(41)	-	54	41	32,8%

Nota:

(1) O EBITDA é calculado a partir da soma do lucro líquido, impostos, resultado financeiro e depreciação/amortização.

Receita Operacional

No 4T16, a receita operacional bruta atingiu R\$ 112 milhões, representando um aumento de 11,0% (R\$ 11 milhões), e a receita operacional líquida foi de R\$ 102 milhões, representando um aumento de 9,6% (R\$ 9 milhões).

No ano de 2016, a receita operacional bruta atingiu R\$ 438 milhões, representando um aumento de 36,7% (R\$ 117 milhões), e a receita operacional líquida foi de R\$ 400 milhões, representando um aumento de 35,9% (R\$ 106 milhões).

EBITDA

No 4T16, o EBITDA foi de R\$ 17 milhões, comparado a um EBITDA negativo de R\$ 26 milhões no 4T15.

No ano de 2016, o EBITDA foi de R\$ 78 milhões, comparado a R\$ 43 milhões em 2015, um aumento de 80,9%.

Lucro Líquido

No 4T16, o lucro líquido foi de R\$ 13 milhões, comparado a um prejuízo líquido de R\$ 41 milhões no 4T15.

No ano de 2016, o lucro líquido foi de R\$ 54 milhões, comparado a R\$ 41 milhões em 2015, um aumento de 32,8%.

11.3) Segmento de Geração Convencional

11.3.1) Desempenho Econômico-Financeiro

DRE Consolidado - Geração Convencional (R\$ Milhões)						
	4T16	4T15	Var.	2016	2015	Var.
Receita Operacional Bruta	290	290	-0,1%	1.105	1.079	2,4%
Receita Operacional Líquida	263	264	-0,3%	1.003	984	2,0%
Custo com Energia Elétrica	(29)	(46)	-37,6%	(99)	(223)	-55,9%
Custos e Despesas Operacionais	(63)	(56)	13,1%	(233)	(217)	7,2%
Resultado do Serviço	171	161	5,7%	672	543	23,7%
EBITDA	315	286	10,0%	1.110	892	24,5%
Resultado Financeiro	(96)	(103)	-7,2%	(380)	(439)	-13,6%
Lucro Antes da Tributação	185	150	23,5%	603	320	88,4%
Lucro Líquido	161	127	26,5%	505	283	78,5%

Nota:

(1) O EBITDA é calculado a partir da soma do lucro líquido, impostos, resultado financeiro e depreciação/amortização.

11.3.1.1) Receita Operacional

No 4T16, a **Receita Operacional Bruta** atingiu R\$ 290 milhões, uma redução de 0,1%.

A variação na receita operacional bruta é explicada pelos seguintes fatores:

- Aumento de 11,6% da receita de suprimento de energia proveniente da UHE Serra da Mesa (R\$ 14 milhões) devido ao aumento de 11,1% no preço médio de venda, em virtude de reajuste de preços desse contrato de venda;
- Aumento de 10,5% (R\$ 6 milhões) no suprimento para CPFL Paulista e CPFL Piratininga da energia oriunda da UHE Barra Grande (Baesa);
- Aumento de receita proveniente das usinas do Complexo do Rio das Antas (Ceran) (R\$ 16 milhões);
- Outras receitas (R\$ 9 milhões);

Parcialmente compensado por:

- Receita com operação de hedge na CPFL Geração realizado em 2015 (R\$ 46 milhões) e que não ocorreu em 2016.

A **Receita Operacional Líquida** foi de R\$ 263 milhões, registrando uma redução de 0,3% (R\$ 1 milhão).

No acumulado de 2016, a **Receita Operacional Bruta** atingiu R\$ 1.105 milhões, um aumento de 2,4% (R\$ 26 milhões).

A variação na receita operacional bruta é explicada pelos seguintes fatores:

- Aumento de 9,9% da receita de suprimento de energia da UHE Serra da Mesa (R\$ 48 milhões) devido ao aumento de 11,1% no preço médio de venda, em virtude de reajuste de preços desse contrato de venda;
- Aumento de receita proveniente das usinas do Complexo do Rio das Antas (Ceran) (R\$ 25 milhões);
- Aumento de 9,5% (R\$ 16 milhões) no suprimento para CPFL Paulista e CPFL Piratininga da energia oriunda da UHE Barra Grande (Baesa);
- Outras receitas (R\$ 7 milhões);

Parcialmente compensado por:

- Receita com operação de hedge na CPFL Geração realizado em 2015 (R\$ 70 milhões) e que não ocorreu em 2016.

A **Receita Operacional Líquida** foi de R\$ 1.003 milhões, registrando um aumento de 2,0% (R\$ 20 milhões).

11.3.1.2) Custo com Energia Elétrica

No 4T16, o custo com energia elétrica foi de R\$ 29 milhões, uma redução de 37,6% (R\$ 17 milhões), devido principalmente aos seguintes fatores:

- Redução de 44,6% no custo com Energia Comprada para Revenda (R\$ 18 milhões), devido principalmente aos seguintes fatores:

Na CPFL Geração (controladora) (R\$ 50 milhões):

- (i) Despesa com operação de hedge na CPFL Geração realizado em 2015 (R\$ 48 milhões) e que não ocorreu em 2016;
- (ii) Redução do custo com energia oriunda da UHE Barra Grande (Baesa) (R\$ 7 milhões) devido a redução de 33,8% no preço médio de compra;
Parcialmente compensado por:
- (iii) Redução dos créditos de Pis e Cofins, gerados a partir da compra de energia (R\$ 5 milhões).

No Complexo do Rio das Antas (Ceran) e na UHE Paulista Lajeado (- R\$ 31 milhões):

- (i) Efeito de R\$ 8 milhões com a estratégia de sazonalização da garantia física em 2015;
- (ii) Redução de R\$ 4 milhões no custo com GSF;
Parcialmente compensado por:
- (iii) Contabilização da repactuação do GSF em 2015, no montante de R\$ 43 milhões.

Parcialmente compensado por:

- Aumento de 8,8% no custo com Encargos de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição (R\$ 1 milhão).

No acumulado de 2016, o custo com energia elétrica foi de R\$ 99 milhões, uma redução de 55,9% (R\$ 125 milhões), devido principalmente aos seguintes fatores:

- Redução de 63,2% no custo com Energia Comprada para Revenda (R\$ 127 milhões), devido principalmente aos seguintes fatores:

Na CPFL Geração (controladora) (R\$ 110 milhões):

- (i) Redução do custo com energia oriunda da UHE Barra Grande (Baesa) (R\$ 48 milhões) devido a redução de 42,2% no preço médio de compra;
- (ii) Despesa com operação de hedge na CPFL Geração realizado em 2015 (R\$ 74 milhões) e que não ocorreu em 2016;
Parcialmente compensado por:
- (iii) Redução dos créditos de Pis e Cofins, gerados a partir da compra de energia (R\$ 12 milhões).

No Complexo do Rio das Antas (Ceran) e na UHE Paulista Lajeado (R\$ 16 milhões):

- (i) Redução de R\$ 92 milhões no custo com GSF;
Parcialmente compensado por:
- (ii) Contabilização da repactuação do GSF em 2015, no montante de R\$ 43 milhões;
- (iii) Efeito de R\$ 33 milhões com a estratégia de sazonalização da garantia física (redução de custo) em 2015.

Parcialmente compensado por:

- Aumento de 10,0% no custo com Encargos de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição (R\$ 2 milhões).

11.3.1.3 Custos e Despesas Operacionais

No 4T16, os custos e despesas operacionais atingiram R\$ 63 milhões, comparados a R\$ 56 milhões no 4T15, um aumento de 13,1% (R\$ 7 milhões), devido às variações em:

- (i) PMSO, item que atingiu R\$ 29 milhões no 4T16, comparado a R\$ 23 milhões no 4T15, registrando uma redução de 26,9% (R\$ 6 milhões). A tabela abaixo mostra um sumário das principais variações no PMSO:

PMSO (R\$ milhões)						
	4T16	4T15	Variação	2016	2015	Variação
			%			%
PMSO						
Pessoal	(8,9)	(8,2)	8,1%	(36,1)	(32,8)	10,1%
Material	(0,7)	(0,5)	31,6%	(2,8)	(2,2)	26,5%
Serviços de Terceiros	(7,4)	(5,4)	36,9%	(22,2)	(20,1)	11,0%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(12,3)	(8,9)	37,8%	(43,5)	(29,9)	45,5%
Prêmio do Risco do GSF	(1,8)	-	-	(7,2)	-	-
Outros	(10,5)	(8,9)	17,5%	(36,3)	(29,9)	21,3%
Total PMSO	(29,3)	(23,1)	26,9%	(104,7)	(85,0)	23,2%

Esta variação é explicada principalmente pelos seguintes fatores:

- i. Gastos com Pessoal, que aumentaram de 8,1% (R\$ 1 milhão);
 - ii. Material, item que registrou aumento de 31,6% (R\$ 0,2 milhão);
 - iii. Aumento de 36,9% em Serviços de Terceiros (R\$ 2 milhões);
 - iv. Aumento de 37,8% em Outros Custos/Despesas Operacionais (R\$ 3 milhões), devido principalmente ao pagamento do prêmio de risco do GSF (R\$ 2 milhões) e outros efeitos (R\$ 2 milhões).
- (ii) Aumento de 9,6% em Depreciação e Amortização (R\$ 3 milhões);
- Parcialmente compensado por:
- (iii) Redução de 38,4% em Amortização do Intangível da Concessão (R\$ 2 milhões).

No acumulado de 2016, os custos e despesas operacionais atingiram R\$ 233 milhões, comparados a R\$ 217 milhões no 4T15, um aumento de 7,2% (R\$ 16 milhões), devido às variações em:

- (i) PMSO, item que atingiu R\$ 105 milhões em 2016, comparado a R\$ 85 milhões em 2015, registrando um aumento de 23,2% (R\$ 20 milhões).

Esta variação é explicada principalmente pelos seguintes fatores:

- i. Gastos com Pessoal, que registraram aumento de 10,1% (R\$ 3 milhões);
- ii. Aumento de 26,5% (R\$ 1 milhão) em Material;
- iii. Aumento de 11,0% em Serviços de Terceiros (R\$ 2 milhões);
- iv. Aumento de 45,5% em Outros Custos/Despesas (R\$ 14 milhões), devido principalmente ao pagamento do prêmio de risco do GSF (R\$ 7 milhões) maiores despesas com arrendamento e alugueis (R\$ 5 milhões) e outros efeitos

(R\$ 1 milhão).

- (ii) Aumento de 2,1% em Depreciação e Amortização (R\$ 2 milhões);
- (iii) Aumento nas despesas com Entidade de Previdência Privada (R\$ 1 milhão), devido à atualização do laudo atuarial;

Parcialmente compensado por:

- (iv) Redução de 38,4% em Amortização do Intangível da Concessão (R\$ 6 milhões);
- (v) Redução de 37,3% em Amortização do Ágio de Aquisição (R\$ 2 milhões).

11.3.1.4) Equivalência Patrimonial

Equivalência Patrimonial (R\$ Milhões)								
	4T16	4T15	Var. R\$	Var. %	2016	2015	Var. R\$	Var. %
Projetos								
UHE Barra Grande	1	1	1	138,3%	10	3	7	292,9%
UHE Campos Novos	33	31	2	6,8%	117	75	42	56,8%
UHE Foz do Chapecó	52	48	4	9,3%	117	77	40	51,6%
UTE Epasa	24	13	11	87,0%	68	63	4	6,7%
Total	111	92	18	20,0%	312	218	94	43,1%

No 4T16, a Equivalência Patrimonial foi de R\$ 111 milhões, comparado a R\$ 92 milhões no 4T15, um aumento de 20,0% (R\$ 18 milhões).

UTE EPASA (R\$ 11 milhões):

- Redução de 24,7% na Receita Líquida (R\$ 32 milhões);
- Redução de 12,5% nos Custos com Energia Elétrica (R\$ 1 milhão);
- Redução de 45,1% em PMSO (R\$ 42 milhões):
 - ✓ Menor custo com aquisição de óleo (R\$ 38 milhões);
- Aumento de 29,5% em Depreciação e Amortização (R\$ 1 milhão);
- Aumento de 12,6% na Despesa Financeira Líquida (R\$ 1 milhão);
- Redução da despesa com Imposto de Renda e Contribuição Social (R\$ 2 milhões);
- Aumento de 86,9% no Lucro Líquido (R\$ 11 milhões).

UHE Foz do Chapecó (R\$ 4 milhões):

- Aumento de 17,8% na Receita Líquida (R\$ 18 milhões);
- Redução de 84,0% nos Custos com Energia Elétrica (R\$ 25 milhões);
- Aumento de 57,9% em PMSO (R\$ 6 milhões);
- Redução de 3,4% em Depreciação e Amortização (R\$ 0,5 milhão);
- Redução de 49,3% na Despesa Financeira Líquida (R\$ 15 milhões);
- Redução da despesa com Imposto de Renda e Contribuição Social (R\$ 2 milhões);

- Aumento de 9,7% no Lucro Líquido (R\$ 4 milhões).

UHE Campos Novos (R\$ 2 milhões):

- Aumento de 4,7% na Receita Líquida (R\$ 3 milhões);
- Redução de 93,1% nos Custos com Energia Elétrica (R\$ 5 milhões);
- Redução de 10,9% em PMSO (R\$ 1 milhão):
- Aumento de 0,5% (R\$ 0,1 milhão) em Depreciação e Amortização;
- Redução na Despesa Financeira Líquida (R\$ 3 milhões);
- Aumento da despesa com Imposto de Renda e Contribuição Social (R\$ 1 milhão);
- Aumento de 6,8% no Lucro Líquido (R\$ 2 milhões).

UHE Barra Grande (R\$ 1 milhão):

- Redução de 29,6% na Receita Líquida (R\$ 6 milhões);
- Redução de 55,5% nos Custos com Energia Elétrica (R\$ 5 milhões);
- Redução de 16,8% em PMSO (R\$ 0,5 milhão):
- Redução de 8,6% (R\$ 0,3 milhão) em Depreciação e Amortização;
- Redução de 39,1% na Despesa Financeira Líquida (R\$ 2 milhões);
- Aumento da despesa com Imposto de Renda e Contribuição Social (R\$ 0,4 milhão);
- Aumento de 138,3% no Lucro Líquido (R\$ 1 milhão).

No acumulado de 2016, a Equivalência Patrimonial foi de R\$ 312 milhões, comparado a R\$ 218 milhões em 2015, um aumento de 43,1% (R\$ 94 milhões).

UTE EPASA (R\$ 4 milhões):

- Redução de 42,3% na Receita Líquida (R\$ 381 milhões);
- Redução de 23,0% nos Custos com Energia Elétrica (R\$ 8 milhões);
- Redução de 58,3% em PMSO (R\$ 207 milhões):
 - ✓ Menor custo com aquisição de óleo (R\$ 212 milhões);
- Aumento de 8,1% (R\$ 1 milhão) em Depreciação e Amortização;
- Redução de 14,1% na Despesa Financeira Líquida (R\$ 3 milhões);
- Redução da despesa com Imposto de Renda e Contribuição Social (R\$ 3 milhões);
- Aumento de 6,7% no Lucro Líquido (R\$ 4 milhões).

UHE Foz do Chapecó (R\$ 40 milhões):

- Redução de 42,3% na Receita Líquida (R\$ 381 milhões);
- Redução de 50,3% nos Custos com Energia Elétrica (R\$ 50 milhões);
- Aumento de 61,4% em PMSO (R\$ 19 milhões);

- Redução de 3,0% (R\$ 2 milhões) em Depreciação e Amortização;
- Redução de 15,9% na Despesa Financeira Líquida (R\$ 18 milhões);
- Aumento da despesa com Imposto de Renda e Contribuição Social (R\$ 15 milhões);
- Aumento de 51,6% no Lucro Líquido (R\$ 40 milhões).

UHE Campos Novos (R\$ 42 milhões):

- Aumento de 8,0% na Receita Líquida (R\$ 20 milhões);
- Redução de 40,3% nos Custos com Energia Elétrica (R\$ 29 milhões);
- Redução de 0,7% em PMSO (R\$ 0,2 milhão);
- Aumento de 0,3% (R\$ 0,1 milhão) em Depreciação e Amortização;
- Redução de 71,2% na Despesa Financeira Líquida (R\$ 15 milhões);
- Aumento da despesa com Imposto de Renda e Contribuição Social (R\$ 21 milhões);
- Aumento de 56,8% no Lucro Líquido (R\$ 42 milhões).

UHE Barra Grande (R\$ 7 milhões):

- Redução de 43,9% na Receita Líquida (R\$ 47 milhões);
- Redução de 84,0% nos Custos com Energia Elétrica (R\$ 46 milhões);
- Aumento de 3,1% em PMSO (R\$ 0,3 milhão);
- Redução de 7,1% (R\$ 1 milhão) em Depreciação e Amortização;
- Redução de 46,9% na Despesa Financeira Líquida (R\$ 11 milhões);
- Aumento da despesa com Imposto de Renda e Contribuição Social (R\$ 4 milhões);
- Aumento de 292,9% no Lucro Líquido (R\$ 7 milhões).

11.3.1.5) EBITDA

No 4T16, o **EBITDA** foi de R\$ 315 milhões, comparado a R\$ 286 milhões no 4T15, um aumento de 10,0% (R\$ 29 milhões). Em 2016, o **EBITDA** foi de R\$ 1.110 milhões, comparado a R\$ 892 milhões em 2015, um aumento de 24,5% (R\$ 218 milhões).

Conciliação do Lucro Líquido e EBITDA (R\$ milhões)						
	4T16	4T15	Var.	2016	2015	Var.
Lucro Líquido	161	127	26,5%	505	283	78,5%
Depreciação e Amortização	34	33		127	132	
Resultado Financeiro	96	103		380	439	
IR/CS	24	23		99	38	
EBITDA	315	286	10,0%	1.110	892	24,5%

11.3.1.6) Resultado Financeiro

Resultado Financeiro (R\$ Milhões)						
	4T16	4T15	Var.	2016	2015	Var.
Receitas						
Rendas de Aplicações Financeiras	41	14	190,7%	103	51	102,9%
Atualização de Créditos Fiscais	-	3	-	3	5	-37,0%
Atualizações Monetárias e Cambiais	6	10	-37,4%	68	33	106,1%
PIS e COFINS - sobre Outras Receitas Financeiras	(2)	(2)	38,7%	(5)	(2)	126,8%
Outros	6	8	-24,7%	14	24	-41,6%
Total	51	33	52,5%	183	110	66,0%
Despesas						
Encargos de Dívidas	(123)	(121)	1,7%	(479)	(457)	4,7%
Atualizações Monetárias e Cambiais	(22)	(9)	141,3%	(59)	(67)	-13,1%
Uso do Bem Público - UBP	(2)	(6)	-57,8%	(15)	(16)	-6,7%
Outros	-	(1)	-	(10)	(8)	17,1%
Total	(147)	(137)	7,4%	(562)	(549)	2,4%
Resultado Financeiro	(96)	(103)	-7,1%	(380)	(439)	-13,6%

No 4T16, o resultado financeiro foi uma despesa líquida de R\$ 96 milhões, representando uma queda de 7,1% (R\$ 7 milhões).

- As Receitas Financeiras passaram de R\$ 33 milhões no 4T15 para R\$ 51 milhões no 4T16, um aumento de 52,5% (R\$ 18 milhões), devido a:
 - ✓ Aumento de 190,7% em **rendas de aplicações financeiras** (R\$ 27 milhões);
 Parcialmente compensado por:
 - ✓ Redução de 37,4% em **atualizações monetárias e cambiais** (R\$ 4 milhões);
 - ✓ Redução de 93,9% em **atualização de créditos fiscais** (R\$ 3 milhões);
 - ✓ Redução de R\$ 3 milhões em outros efeitos.
- As Despesas Financeiras passaram de R\$ 137 milhões no 4T15 para R\$ 147 milhões no 4T16, um aumento de 7,4% (R\$ 10 milhões), devido a:
 - ✓ Aumento de 141,3% em **atualizações monetárias e cambiais** (R\$ 13 milhões);
 - ✓ Aumento de 1,7% em **encargos de dívidas** (R\$ 2 milhões);
 Parcialmente compensado por:
 - ✓ Redução de 57,8% nas despesas de **UBP** (R\$ 3 milhões);
 - ✓ Redução de R\$ 1 milhão em outros efeitos.

No acumulado de 2016, o resultado financeiro foi uma despesa líquida de R\$ 380 milhões, representando uma queda de 13,6% (R\$ 60 milhões).

- As Receitas Financeiras passaram de R\$ 110 milhões em 2015 para R\$ 183 milhões em 2016, um aumento de 66,0% (R\$ 73 milhões), devido a:
 - ✓ Aumento de 102,9% em **rendas de aplicações financeiras** (R\$ 52 milhões);
 - ✓ Aumento de 106,1% em **atualizações monetárias e cambiais** (R\$ 35 milhões);
 Parcialmente compensado por:
 - ✓ Redução de 37,0% em **atualização de créditos fiscais** (R\$ 2 milhões)
 - ✓ Redução de R\$ 13 milhões em outros efeitos.

- As Despesas Financeiras passaram de R\$ 549 milhões em 2015 para R\$ 562 milhões em 2016, aumento de 2,4% (R\$ 13 milhões), devido a:
 - ✓ Aumento de 4,7% em **encargos de dívidas** (R\$ 21 milhões)
 - ✓ Aumento de R\$ 1 milhão em outros efeitos.
 Parcialmente compensado por:
 - ✓ Redução de 13,1% em **atualizações monetárias e cambiais** (R\$ 9 milhões);
 - ✓ Redução de 17,1% nas despesas de **UBP** (R\$ 1 milhão);

11.3.1.7) Lucro Líquido

No 4T16, o **lucro líquido** foi de R\$ 161 milhões, comparado a um lucro líquido de R\$ 127 milhões no 4T15, alta de 26,5%. Em 2016, o **lucro líquido** foi de R\$ 505 milhões, comparado a um lucro líquido de R\$ 283 milhões em 2015, alta de 27,5%.

11.4) CPFL Renováveis

11.4.1) Desempenho Econômico-Financeiro

DRE CPFL Renováveis (R\$ milhões)						
	4T16	4T15	Var. %	2016	2015	Var. %
Receita Operacional Bruta	541	474	14,2%	1.774	1.694	4,7%
Receita Operacional Líquida	509	451	12,9%	1.673	1.598	4,7%
Custo com Energia Elétrica	(87)	(42)	105,4%	(298)	(359)	-17,0%
Custos e Despesas Operacionais	(299)	(180)	66,4%	(935)	(778)	20,1%
Resultado do Serviço	123	229	-46,2%	440	461	-4,5%
EBITDA ⁽¹⁾	270	372	-27,6%	993	1.001	-0,8%
Resultado Financeiro	(141)	(132)	6,9%	(535)	(468)	14,3%
Lucro antes da Tributação	(18)	97	-118,4%	(95)	(7)	1220,0%
Lucro Líquido	(24)	75	-132,4%	(141)	(56)	150,1%

Nota:

(1) O EBITDA é calculado a partir da soma do lucro líquido, impostos, resultado financeiro e depreciação/amortização.

11.4.1.1) Variações na DRE da CPFL Renováveis

No 4T16, as variações no DRE da CPFL Renováveis devem-se principalmente aos fatores abaixo:

- Entrada em operação comercial da **PCH Mata Velha** em maio de 2016 (24,0 MW);
- Entrada em operação comercial dos parques eólicos **Complexo Campo dos Ventos** e **Complexo São Benedito**, de forma gradual, ao longo de 2016 (231,0 MW).

11.4.1.2) Receita Operacional

A Receita Operacional Bruta atingiu R\$ 541 milhões no 4T16, representando um aumento de 14,2% (R\$ 67 milhões).

A Receita Operacional Líquida foi de R\$ 509 milhões, representando um aumento de 12,9% (R\$ 58 milhões). Este aumento decorre, principalmente, dos seguintes fatores:

- Maior volume de energia gerada nas eólicas e reajuste dos preços dos contratos no 4T16 (R\$ 42 milhões);

- Entrada em operação comercial e geração em teste de parques do complexo Campo dos Ventos e São Benedito (R\$ 34 milhões);
- Maior receita nas PCHs em função de diferença na garantia sazonalizada no 4T16. Em 2015, a sazonalização da garantia física das PCHs foi mais concentrada no 1T15, enquanto que em 2016, a sazonalização foi mais linear ao longo dos meses (R\$ 18 milhões);
- Maior geração nas biomassas, na Bio Pedra em virtude da volta em operação comercial de uma das turbinas que havia sofrido um sinistro e na Bio Formosa, devido ao ressarcimento de geração ao PLD (R\$ 6 milhões);
- Outros (R\$ 6 milhões);

Parcialmente compensado por:

- Reconhecimento do lucro cessante relativo ao sinistro ocorrido na Bio Pedra no 4T15 (R\$ 26 milhões);
- Repactuação do risco hidrológico – GSF das usinas cujos contratos são originários do Proinfa (R\$ 16 milhões).

A variação também é impactada pelo aumento das vendas *intercompany* da CPFL Renováveis com a CPFL Brasil e as distribuidoras do Grupo, que são eliminadas na consolidação da CPFL Energia (R\$ 6 milhões).

Para o acumulado do ano de 2016, a Receita Operacional Bruta atingiu R\$ 1.774 milhões, representando um aumento de 4,7% (R\$ 80 milhões), em relação a 2015.

A Receita Operacional Líquida em 2016 foi de R\$ 1.673 milhões, representando um aumento de 4,7% (R\$ 75 milhões), em relação a 2015. Este aumento decorre, principalmente, dos seguintes fatores:

- Maior volume de energia gerada nas eólicas e reajuste dos preços dos contratos no 4T16 (R\$ 86 milhões);
- Entrada em operação comercial e geração em teste de parques do complexo Campo dos Ventos e São Benedito (R\$ 55 milhões);
- Maior receita nas PCHs em função do reajuste dos preços dos contratos (R\$ 27 milhões);
- Menor exposição ao GSF (R\$ 25 milhões);
- Entrada em operação comercial da PCH Mata Velha, em abril/16 (R\$ 15 milhões);

Parcialmente compensado por:

- Menor receita das biomassas em 2016, pois em Bio Alvorada e Bio Coopcana, houve a necessidade de compra de energia para atendimento de média móvel no 1T15 (R\$ 48 milhões);
- Repactuação do risco hidrológico – GSF das usinas cujos contratos são originários do Proinfa (R\$ 16 milhões).

A variação também é impactada pelas transações *intercompany* da CPFL Renováveis com a CPFL Brasil e as distribuidoras do Grupo, que são eliminadas na consolidação da CPFL Energia (R\$ 73 milhões).

11.4.1.3) Custo com Energia Elétrica

No 4T16, o Custo com Energia Elétrica foi de R\$ 87 milhões, representando um aumento de 105,7% (R\$ 44 milhões). Esse aumento foi resultado dos seguintes fatores:

- Aumento de 201,4% no custo com Energia Comprada para Revenda (R\$ 41 milhões), devido principalmente aos seguintes fatores:
 - (i) Compra de energia para atender exposição ao mercado de curto prazo e *hedge* (R\$ 18 milhões);
 - (ii) Reconhecimento de indenização devida para a CPFL Brasil de R\$ 8 milhões, de acordo com condições contratuais, dos Complexos Campo dos Ventos e São Benedito;
 - (iii) Reconhecimento de R\$ 6 milhões referentes à apuração anual e quadrienal dos contratos de venda de energia dos complexos eólicos Atlântica e Morro dos Ventos. Cabe ressaltar que a geração foi impactada por eventos climatológicos, como o *El Niño*, que ocasionaram a redução da velocidade dos ventos na região desses parques;
 - (iv) Repactuação do risco hidrológico – GSF no 4T15 (R\$ 11 milhões);
Parcialmente compensado por:
 - (v) Efeito da estratégia de sazonalização da garantia física no 4T15 (reduzidor de custo), que não se repetiu no 4T16 (R\$ 6 milhões);
 - (vi) Menor exposição ao GSF (R\$ 2 milhões).

A variação também é impactada pelas transações intercompany da CPFL Renováveis com a CPFL Brasil e as distribuidoras do Grupo, que são eliminadas na consolidação da CPFL Energia (R\$ 6 milhões).

- Aumento de 15,6% no custo com Encargos de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição (R\$ 3 milhões).

No acumulado do ano de 2016, o Custo com Energia Elétrica foi de R\$ 298 milhões, representando uma redução de 17,0% (R\$ 61 milhões), em relação a 2015. Essa redução é resultado dos seguintes fatores:

- Redução de 44,6% no custo com Energia Comprada para Revenda (R\$ 72 milhões), devido principalmente aos seguintes fatores:
 - (i) Reconhecimento de indenização devida para a CPFL Brasil de R\$ 56 milhões, de acordo com condições contratuais, dos Complexos Campo dos Ventos e São Benedito;
 - (ii) Compra de energia para atender exposição ao mercado de curto prazo e *hedge* (R\$ 26 milhões);
 - (iii) Reconhecimento de R\$ 20 milhões referentes à apuração anual e quadrienal dos contratos de venda de energia dos complexos eólicos Santa Clara, Atlântica e Morro dos Ventos. Cabe ressaltar que a geração foi impactada por eventos climatológicos, como o *El Niño*, que ocasionaram a redução da velocidade dos ventos na região desses parques;
 - (iv) Repactuação do risco hidrológico – GSF no 4T15 (R\$ 11 milhões);
Parcialmente compensado por:
 - (v) Menor exposição ao GSF em 2016 em relação a 2015 (R\$ 69 milhões);
 - (vi) Compra de energia para atender a média móvel das usinas de biomassa Bio Coopcana e Bio Alvorada no 4T15 (R\$ 46 milhões).

A variação também é impactada pelas transações intercompany da CPFL Renováveis com a CPFL Brasil e as distribuidoras do Grupo, que são eliminadas na consolidação da CPFL Energia (R\$ 73 milhões).

- Aumento de 14,4% no custo com Encargos de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição (R\$ 11 milhões).

11.4.1.4) Custos e Despesas Operacionais

No 4T16, os **Custos e Despesas Operacionais** atingiram R\$ 299 milhões, representando um aumento de 66,4% (R\$ 119 milhões). Os principais fatores foram:

- PMSO, que atingiu R\$ 153 milhões, um aumento de 319,8% (R\$ 116 milhões).

A tabela abaixo mostra um sumário das principais variações no PMSO:

PMSO (R\$ milhões)						
	4T16	4T15	Variação	2016	2015	Variação
			%			%
PMSO Reportado						
Pessoal	(17,2)	(13,6)	26,2%	(64,5)	(52,9)	21,8%
Material	(1,8)	(2,2)	-16,0%	(8,8)	(16,7)	-47,3%
Serviços de Terceiros	(47,3)	(35,1)	34,7%	(180,3)	(148,7)	21,2%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(86,4)	14,5	-	(127,8)	(19,1)	567,5%
Prêmio do Risco do GSF	(0,6)	-	-	(2,4)	-	-
Outros	(85,8)	14,5	-	(125,4)	(19,1)	555,1%
Total PMSO Reportado	(152,7)	(36,4)	319,8%	(381,3)	(237,5)	60,6%

Esta variação é explicada principalmente pelos seguintes fatores:

- Pessoal: Aumento de 26,2% (R\$ 4 milhões), decorrente do maior número de funcionários e do acordo coletivo;
 - Serviços: Aumento de 34,7% (12 milhões) devido principalmente à ampliação do portfólio e maiores gastos com fornecedores de O&M dos parques eólicos;
 - Outros: Aumento de R\$ 101 milhões, devido a (i) baixa de imobilizados e intangíveis em projetos eólicos não desenvolvidos (R\$ 33 milhões), (ii) provisão de baixa de projeto de PCH que está no aguardo de decisão da ANEEL para a prorrogação do prazo da autorização (R\$ 41 milhões); (iii) reconhecimento do seguro contra danos materiais devido ao sinistro de Bio Pedra no 4T15 (R\$ 16 milhões) e (iv) reconhecimento de indenização por indisponibilidade de fornecedor ocorrido no 4T15 (R\$ 6 milhões).
- Depreciação e Amortização, que atingiu R\$ 146 milhões, um aumento de 2,1% (R\$ 3 milhões), devido basicamente à entrada em operação dos ativos ao longo dos últimos 12 meses.

No acumulado de 2016, os **Custos e Despesas Operacionais** atingiram R\$ 934 milhões, representando um aumento de 20,1% (R\$ 156 milhões), em relação a 2015.

Os principais fatores foram:

- PMSO, que atingiu R\$ 381 milhões, um aumento de 60,6% (R\$ 144 milhões).

Esta variação é explicada principalmente pelos seguintes fatores:

- Pessoal: Aumento de 21,8% (R\$ 12 milhões), decorrente do maior número de funcionários e do acordo coletivo;
- Serviços: Aumento de 21,2% (32 milhões) devido principalmente à ampliação do portfólio e maiores gastos com fornecedores de O&M;

- (iii) Outros: Aumento de R\$ 109 milhões, devido principalmente pelas baixas e provisão de baixa de ativos ocorridas em 2016 (R\$ 74 milhões) e pelos itens ocorridos em 2015 que são: (i) o reconhecimento do seguro contra danos materiais e baixa de imobilizado referente à turbina sinistrada de Bio Pedra (R\$ 10 milhões) em 2015; e (ii) a reversão da provisão relativa à descontinuidade de projeto de PCH (R\$ 3 milhões).
- Depreciação e Amortização, que atingiu R\$ 553 milhões, um aumento de 2,3% (R\$ 13 milhões), devido basicamente à entrada em operação dos ativos ao longo dos últimos 12 meses.

11.4.1.5) EBITDA

No 4T16, o **EBITDA** foi de R\$ 270 milhões, comparado a R\$ 372 milhões no 4T15, uma redução de 27,6% (R\$ 103 milhões). No acumulado, o **EBITDA** foi de R\$ 993 milhões, comparado a R\$ 1.001 milhões em 2015, uma redução de 0,8% (R\$ 8 milhões).

Conciliação do Lucro Líquido e EBITDA (R\$ milhões)						
	4T16	4T15	Var.	2016	2015	Var.
Lucro Líquido	(24)	75	-132,4%	(141)	(56)	150,1%
Depreciação e Amortização	146	143		553	541	
Resultado Financeiro	141	132		535	468	
IR/CS	6	22		46	49	
EBITDA	270	372	-27,6%	993	1.001	-0,8%

11.4.1.6) Resultado Financeiro

Resultado Financeiro (R\$ Milhões)						
	4T16	4T15	Var.	2016	2015	Var.
Receitas						
Rendas de Aplicações Financeiras	31	29	5,4%	112	116	-2,8%
Acréscimos e Multas Moratórias	2	1	61,9%	5	2	90,1%
Atualizações Monetárias e Cambiais	-	2		2	3	-13,3%
PIS e COFINS - sobre Outras Receitas Financeiras	(2)	(3)	-49,3%	(6)	(3)	101,1%
Outros	4	10	-64,1%	19	21	-8,3%
Total	35	40	-12,7%	134	139	-3,8%
Despesas						
Encargos de Dívidas	(156)	(146)	6,9%	(592)	(534)	10,8%
Atualizações Monetárias e Cambiais	(21)	(19)	14,7%	(84)	(49)	70,6%
(-) Juros Capitalizados	11	12	-7,5%	55	32	
Outros	(10)	(19)	-50,5%	(47)	(56)	-15,8%
Total	(176)	(172)	2,3%	(668)	(607)	10,1%
Resultado Financeiro	(141)	(132)	6,8%	(535)	(468)	14,2%

No 4T16 o Resultado Financeiro líquido foi uma despesa de R\$ 141 milhões, representando um aumento de 6,8% (R\$ 9 milhões) em relação ao 4T15.

Os principais fatores que afetaram a receita financeira (redução de R\$ 5 milhões) foram:

- (i) Redução em outras receitas financeiras (R\$ 6 milhões);
- (ii) Redução de atualizações monetárias e cambiais (R\$ 2 milhões);
- (iii) Redução de PIS e COFINS sobre outras receitas financeiras (R\$ 1 milhão);

Parcialmente compensado por:

- (iv) Aumento dos rendimentos das aplicações financeiras (R\$ 2 milhões);

Já os principais fatores que afetaram a despesa financeira (aumento de R\$ 4 milhões) foram:

- (i) Elevação dos encargos de dívida, principalmente por conta da elevação das taxas de referência (R\$ 10 milhões):
 - a. CDI médio de 13,18% a.a. no 4T15 para 13,84% a.a. no 4T16;
 - b. TJLP de 7,0 % a.a. no 4T15 para 7,5% a.a. no 4T16;
- (ii) Aumento de atualizações monetárias e cambiais (R\$ 3 milhões);

Parcialmente compensado por:

- (iii) Redução em outras despesas financeiras (R\$ 10 milhões);
- (iv) Redução nos juros capitalizados (R\$ 1 milhão), devido a entrada em operação comercial dos projetos de geração que estavam em construção.

No acumulado de 2016, o Resultado Financeiro Líquido foi uma despesa de R\$ 535 milhões, representando um aumento de 14,2% (R\$ 67 milhões) em relação a 2015.

Os principais fatores que afetaram a despesa financeira (aumento de R\$ 61 milhões) foram:

- (i) Elevação dos encargos de dívida, principalmente por conta da elevação das taxas de referência (R\$ 58 milhões):
 - a. CDI médio de 13,36% a.a. em 2015 para 14,06% a.a. em 4T16;
 - b. TJLP de 6,25 % a.a. em 2015 para 7,5% a.a. em 2016;
- (ii) Aumento de atualizações monetárias e cambiais (R\$ 35 milhões);

Parcialmente compensado por:

- (iii) Aumento nos juros capitalizados (R\$ 22 milhões);
- (iv) Redução em outras despesas financeiras (R\$ 9 milhões).

Já os principais fatores que afetaram a receita financeira (redução de R\$ 5 milhões) foram:

- (i) Redução dos rendimentos das aplicações financeiras, devido principalmente ao menor saldo de caixa médio no período (R\$ 3 milhões);
- (ii) Aumento de PIS e COFINS sobre outras receitas financeiras (R\$ 3 milhões);
- (iii) Redução em outras receitas financeiras (R\$ 2 milhões);

Parcialmente compensado por:

- (iv) Aumento na rubrica Acréscimos e Multas Moratórias (R\$ 2 milhões).

11.4.1.7) Lucro Líquido

No 4T16, o **Prejuízo Líquido** foi de R\$ 24 milhões, comparado a um lucro líquido de R\$ 75 milhões no 4T15 (R\$ 99 milhões). Em 2016, o **Prejuízo Líquido** foi de R\$ 141 milhões, comparado a um prejuízo líquido de R\$ 56 milhões em 2015, um aumento de 150,1% (R\$ 85 milhões).

11.4.2) Status dos Projetos de Geração – 100%

Na data deste relatório, o portfólio de projetos da CPFL Renováveis (participação de 100%) totalizava 2.054 MW de capacidade instalada em operação e 75 MW de capacidade em construção. As usinas em operação compreendem 39 PCHs (423 MW), 43 parques eólicos (1.260 MW), 8 usinas termelétricas a biomassa (370 MW) e 1 usina solar (1 MW). Ainda estão em construção 2 parques eólicos (48 MW) e 1 PCH (27 MW).

Adicionalmente, a CPFL Renováveis possui projetos eólicos e de PCHs em desenvolvimento totalizando 2.987 MW, perfazendo um portfólio total de 5.115 MW.

A tabela abaixo ilustra o portfólio geral de ativos (participação de 100%) em operação, construção e desenvolvimento, e sua capacidade instalada, na data deste relatório:

CPFL Renováveis - Portfólio (Participação 100%)					
Em MW	PCH	Biomassa	Eólica	Solar	Total
Em operação	423	370	1.260	1	2.054
Em construção	27	-	48	-	75
Em desenvolvimento	216	-	2.226	544	2.987
Total	666	370	3.535	545	5.115

Parques Eólicos Complexo Campo dos Ventos e Complexo São Benedito

A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), por meio do Despacho nº 3.358, autorizou a entrada em operação comercial em 22 de dezembro de 2016 dos últimos aerogeradores do parque eólico Santa Mônica, pertencente ao Complexo Eólico São Benedito, localizado no município de João Câmara, no Estado do Rio Grande do Norte. Com isso, a entrada em operação comercial dos Complexos Eólicos Campo dos Ventos (São Domingos, Ventos de São Martinho e Campo dos Ventos I, III e V) e São Benedito (Ventos de São Benedito, Ventos de Santo Dimas, Santa Mônica e Santa Úrsula) ocorreu em sua totalidade, com capacidade instalada combinada de 231,0 MW, distribuída em 110 aerogeradores. A CPFL Renováveis comercializou 100% da garantia física (125,2 MWmédios) dos dois complexos para a CPFL Brasil, em contratos de longo prazo.

Parques Eólicos Complexo Pedra Cheirosa

Os parques eólicos do Complexo Pedra Cheirosa (Pedra Cheirosa I e II), localizados no Estado do Ceará, encontram-se em fase de construção, sendo que a sua entrada em operação está prevista para o 1S18. A capacidade instalada é de 48,3 MW e a garantia física é de 26,1 MWmédios. A energia foi vendida por meio de contrato de longo prazo no leilão A-5 de 2013. (Pedra Cheirosa I – preço: R\$ 146,85/MWh | Pedra Cheirosa II – preço: 147,78/MWh, ambos em dezembro de 2016).

PCH Boa Vista II

A PCH Boa Vista II, projeto localizado no Estado de Minas Gerais, tem previsão de entrada em operação a partir do 1T20. A capacidade instalada é de 26,5 MW e a garantia física é de 14,8 MWmédios. A energia foi vendida por meio de contrato de longo prazo no leilão de energia nova A-5 de 2015. (preço: R\$ 228,67/MWh – dezembro de 2016).

12) ANEXOS

12.1) Balanço Patrimonial (Ativo) – CPFL Energia

(em milhares de reais)



Consolidado		
ATIVO	31/12/2016	31/12/2015
CIRCULANTE		
Caixa e Equivalentes de Caixa	6.164.997	5.682.802
Consumidores, Concessionárias e Permissionárias	3.765.893	3.174.918
Dividendo e Juros sobre Capital Próprio	73.328	91.392
Títulos e Valores Mobiliários	449	23.633
Tributos a Compensar	403.848	475.211
Derivativos	163.241	627.493
Ativo Financeiro Setorial	-	1.464.019
Arrendamentos	19.281	12.883
Ativo Financeiro da Concessão	10.700	9.630
Outros Créditos	777.451	946.670
TOTAL DO CIRCULANTE	11.379.187	12.508.652
NÃO CIRCULANTE		
Consumidores, Concessionárias e Permissionárias	203.185	128.946
Coligadas, Controladas e Controladora	47.631	84.265
Depósitos Judiciais	550.072	1.227.527
Títulos e Valores Mobiliários	62	-
Tributos a Compensar	198.286	167.159
Ativo Financeiro Setorial	-	489.945
Derivativos	641.357	1.651.260
Créditos Fiscais Diferidos	922.858	334.886
Arrendamentos	50.541	34.504
Ativo Financeiro da Concessão	5.363.144	3.597.474
Investimentos ao Custo	116.654	116.654
Outros Créditos	715.650	560.014
Investimentos	1.493.753	1.247.631
Imobilizado	9.712.998	9.173.217
Intangível	10.775.613	9.210.338
TOTAL DO NÃO CIRCULANTE	30.791.805	28.023.819
TOTAL DO ATIVO	42.170.992	40.532.471

12.2) Balanço Patrimonial (Passivo) – CPFL Energia (em milhares de reais)



	Consolidado	
PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO	31/12/2016	31/12/2015
CIRCULANTE		
Fornecedores	2.728.130	3.161.210
Encargos de Dívidas	129.364	118.267
Encargos de Debêntures	305.180	232.227
Empréstimos e Financiamentos	1.746.284	2.831.654
Debêntures	1.242.095	458.165
Entidade de Previdência Privada	33.209	802
Taxas Regulamentares	366.078	852.017
Impostos, Taxas e Contribuições	681.544	653.342
Dividendo e Juros sobre Capital Próprio	232.851	221.855
Obrigações Estimadas com Pessoal	131.707	79.924
Derivativos	6.055	981
Passivo Financeiro Setorial	597.515	-
Uso do Bem Público	10.857	9.457
Outras Contas a Pagar	807.623	904.971
TOTAL DO CIRCULANTE	9.018.492	9.524.873
NÃO CIRCULANTE		
Fornecedores	129.781	633
Encargos de Dívidas	144.709	120.659
Encargos de Debêntures	29.153	16.487
Empréstimos e Financiamentos	11.023.685	11.592.206
Debêntures	7.423.519	6.363.552
Entidade de Previdência Privada	1.019.233	474.318
Impostos, Taxas e Contribuições	26.814	-
Débitos Fiscais Diferidos	1.324.134	1.432.594
Provisão para Riscos Fiscais, Cíveis e Trabalhistas	833.276	569.534
Derivativos	112.207	33.205
Passivo Financeiro Setorial	317.406	-
Uso do Bem Público	86.624	83.124
Outras Contas a Pagar	309.292	191.148
TOTAL DO NÃO CIRCULANTE	22.779.832	20.877.460
PATRIMÔNIO LÍQUIDO		
Capital Social	5.741.284	5.348.312
Reservas de Capital	468.014	468.082
Reserva Legal	739.102	694.058
Reserva Estatutária - Ativo Financeiro da Concessão	702.928	585.451
Reserva Estatutária - Reforço de Capital de Giro	545.505	392.972
Dividendo Adicional Proposto	7.820	-
Resultado Abrangente Acumulado	(234.633)	185.321
	7.970.021	7.674.196
Patrimônio líquido atribuído aos acionistas não controladores	2.402.648	2.455.942
TOTAL DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO	10.372.668	10.130.138
TOTAL DO PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO	42.170.992	40.532.471

12.3) Demonstração de Resultados – CPFL Energia

(em milhares de reais)



Consolidado						
	4T16	4T15	Varição	2016	2015	Varição
RECEITA OPERACIONAL						
Fornecimento de Energia Elétrica	6.266.120	6.421.970	-2,4%	24.048.596	23.627.430	1,8%
Suprimento de Energia Elétrica	1.145.511	853.483	34,2%	3.546.690	3.584.187	-1,0%
Receita com construção de infraestrutura	537.073	278.900	92,6%	1.354.023	1.046.669	29,4%
Atualização do ativo financeiro da concessão	(11.313)	143.838	-	186.148	393.344	-52,7%
Ativo e passivo financeiro setorial	(342.455)	194.554	-	(2.094.695)	2.506.524	-
Outras Receitas Operacionais	1.000.614	826.115	21,1%	3.743.823	3.144.149	19,1%
	8.595.549	8.718.861	-1,4%	30.784.584	34.302.301	-10,3%
DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL	(3.083.767)	(3.788.942)	-18,6%	(11.672.495)	(13.703.089)	-14,8%
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	5.511.783	4.929.919	11,8%	19.112.089	20.599.213	-7,2%
CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA						
Energia Elétrica Comprada Para Revenda	(2.903.992)	(2.639.168)	10,0%	(9.849.252)	(11.846.779)	-16,9%
Encargo de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição	(333.170)	(322.998)	3,1%	(1.350.990)	(1.464.967)	-7,8%
	(3.237.162)	(2.962.166)	9,3%	(11.200.242)	(13.311.747)	-15,9%
CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS						
Pessoal	(320.561)	(240.322)	33,4%	(1.093.916)	(939.209)	16,5%
Material	(46.125)	(34.112)	35,2%	(189.946)	(139.935)	35,7%
Serviços de Terceiros	(187.877)	(146.251)	28,5%	(651.196)	(558.994)	16,5%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(264.776)	(200.552)	32,0%	(734.297)	(618.508)	18,7%
<i>PDD</i>	<i>(46.323)</i>	<i>(32.769)</i>	<i>41,4%</i>	<i>(176.349)</i>	<i>(126.879)</i>	<i>39,0%</i>
<i>Despesas legais e judiciais</i>	<i>(43.660)</i>	<i>(66.295)</i>	<i>-34,1%</i>	<i>(181.887)</i>	<i>(263.463)</i>	<i>-31,0%</i>
<i>Outros</i>	<i>(174.794)</i>	<i>(101.488)</i>	<i>72,2%</i>	<i>(376.061)</i>	<i>(228.166)</i>	<i>64,8%</i>
Custos com construção de infraestrutura	(536.534)	(278.696)	92,5%	(1.352.214)	(1.045.301)	29,4%
Entidade de Previdência Privada	(25.021)	(11.148)	124,5%	(76.504)	(60.184)	27,1%
Depreciação e Amortização	(285.758)	(258.233)	10,7%	(1.036.055)	(977.238)	6,0%
Amortização do Intangível da Concessão	(68.839)	(69.090)	-0,4%	(255.110)	(302.665)	-15,7%
	(1.735.490)	(1.238.405)	40,1%	(5.389.239)	(4.642.033)	16,1%
EBITDA¹	1.004.341	1.148.855	-12,6%	4.125.766	4.143.356	-0,4%
RESULTADO DO SERVIÇO	539.131	729.348	-26,1%	2.522.608	2.645.433	-4,6%
RESULTADO FINANCEIRO						
Receitas	268.348	368.410	-27,2%	1.200.503	1.143.248	5,0%
Despesas	(721.947)	(626.744)	15,2%	(2.653.977)	(2.551.111)	4,0%
	(453.598)	(258.334)	75,6%	(1.453.474)	(1.407.863)	3,2%
EQUIVALÊNCIA PATRIMONIAL						
Equivalência Patrimonial	110.614	92.184	20,0%	311.993	218.020	43,1%
Amortização Mais Valia de Ativos	(145)	(284)	-49,0%	(579)	(1.136)	-49,0%
	110.469	91.900	20,2%	311.414	216.885	43,6%
LUCRO ANTES DA TRIBUTAÇÃO	196.002	562.914	-65,2%	1.380.547	1.454.455	-5,1%
Contribuição Social	(25.743)	(55.190)	-53,4%	(150.859)	(160.162)	-5,8%
Imposto de Renda	(33.056)	(145.217)	-77,2%	(350.631)	(419.015)	-16,3%
LUCRO LÍQUIDO	137.203	362.507	-62,2%	879.057	875.278	0,4%
<i>Lucro líquido atribuído aos acionistas controladores</i>	<i>138.159</i>	<i>304.177</i>	<i>-54,6%</i>	<i>900.885</i>	<i>864.940</i>	<i>4,2%</i>
<i>Lucro líquido atribuído aos acionistas não controladores</i>	<i>(956)</i>	<i>58.329</i>	<i>-</i>	<i>(21.828)</i>	<i>10.337</i>	<i>-</i>

Nota: (1) O EBITDA é calculado a partir da soma do lucro líquido, impostos, resultado financeiro e depreciação/amortização, conforme Instrução CVM 527/12.

12.4) Fluxo de Caixa – CPFL Energia

(em milhares de reais)



Consolidado		
	4T16	2016
Saldo Inicial do Caixa	5.344.665	5.682.802
Lucro Líquido Antes dos Tributos	196.002	1.380.547
Depreciação e Amortização	354.596	1.291.165
Encargos de Dívida e Atualizações Monetárias e Cambiais	605.996	2.052.959
Consumidores, Concessionárias e Permissionárias	301.768	(205.828)
Ativo Financeiro Setorial	319.816	2.494.223
Contas a Receber - Aporte CDE/CCEE	84.596	186.052
Fornecedores	434.589	(782.963)
Passivo Financeiro Setorial	40.287	288.144
Contas a Pagar - CDE	(33.398)	(70.907)
Encargos de Dívidas e Debêntures Pagos	(341.036)	(1.570.985)
Imposto de Renda e Contribuição Social Pagos	(188.344)	(875.883)
Outros	101.922	447.502
	1.680.792	3.253.479
Total de Atividades Operacionais	1.876.794	4.634.026
Atividades de Investimentos		
Valor Pago em Combinações de Negócios, Líquido do Caixa Adquirido	(1.496.675)	(1.496.675)
Aquisições de Imobilizado e Adições de Intangível	(678.263)	(2.237.949)
Outros	(11.426)	(80.595)
Total de Atividades de Investimentos	(2.186.364)	(3.815.219)
Atividades de Financiamento		
Aumento de Capital por Acionistas Não Controladores	220	467
Captação de Empréstimos e Debêntures	1.483.918	3.774.355
Amortização de Principal de Empréstimos e Debêntures, Líquida de Derivativos	(348.050)	(3.858.451)
Dividendo e Juros sobre o Capital Próprio Pagos	(3.704)	(231.749)
Outros	(2.482)	(21.234)
Total de Atividades de Financiamento	1.129.902	(336.612)
Geração de Caixa	820.332	482.195
Saldo Final do Caixa - 31/12/2016	6.164.997	6.164.997

12.5) Demonstração de Resultados – Segmento de Geração Convencional

Geração Convencional						
	4T16	4T15	Var.	2016	2015	Var.
RECEITA OPERACIONAL						
Fornecimento de Energia Elétrica	-	-	-	-	-	-
Suprimento de Energia Elétrica	282.038	288.061	-2,1%	1.089.447	1.072.784	1,6%
Outras Receitas Operacionais	7.518	1.656	354,1%	15.757	6.431	145,0%
	289.555	289.716	-0,1%	1.105.204	1.079.216	2,4%
DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL	(26.829)	(26.215)	2,3%	(102.091)	(95.625)	6,8%
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	262.726	263.502	-0,3%	1.003.113	983.591	2,0%
CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA						
Energia Elétrica Comprada Para Revenda	(22.263)	(40.156)	-44,6%	(74.051)	(201.246)	-63,2%
Encargo de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição	(6.508)	(5.983)	8,8%	(24.470)	(22.249)	10,0%
	(28.771)	(46.139)	-37,6%	(98.521)	(223.495)	-55,9%
CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS						
Pessoal	(8.861)	(8.201)	8,1%	(36.099)	(32.786)	10,1%
Material	(714)	(543)	31,6%	(2.833)	(2.240)	26,5%
Serviços de Terceiros	(7.376)	(5.387)	36,9%	(22.247)	(20.051)	11,0%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(12.326)	(8.948)	37,8%	(43.507)	(29.899)	45,5%
Entidade de Previdência Privada	(517)	(73)	608,2%	(1.677)	(413)	306,3%
Depreciação e Amortização	(30.470)	(27.806)	9,6%	(114.055)	(111.680)	2,1%
Amortização do Intangível da Concessão	(2.492)	(4.046)	-38,4%	(9.966)	(16.184)	-38,4%
Amortização do ágio de aquisição	(644)	(1.028)	-37,4%	(2.575)	(4.106)	-37,3%
	(63.399)	(56.032)	13,1%	(232.960)	(217.358)	7,2%
EBITDA	314.631	286.110	10,0%	1.109.642	891.592	24,5%
RESULTADO DO SERVIÇO	170.556	161.330	5,7%	671.631	542.738	23,7%
RESULTADO FINANCEIRO						
Receitas	50.970	33.298	53,1%	182.574	110.017	66,0%
Despesas	(146.917)	(136.676)	7,5%	(562.196)	(549.286)	2,4%
Juros Sobre o Capital Próprio	-	-	-	-	-	-
	(95.948)	(103.378)	-7,2%	(379.622)	(439.269)	-13,6%
EQUIVALÊNCIA PATRIMONIAL						
Equivalência Patrimonial	110.469	91.900	20,2%	311.414	216.885	43,6%
(-)Amortização Mais Valia de Ativos	-	-	0,0%	-	-	0,0%
	110.469	91.900	20,2%	311.414	216.885	43,6%
LUCRO ANTES DA TRIBUTAÇÃO	185.078	149.852	23,5%	603.424	320.354	88,4%
Contribuição Social	(6.796)	(5.942)	14,4%	(26.499)	(9.797)	170,5%
Imposto de Renda	(17.544)	(16.879)	3,9%	(72.031)	(27.773)	159,4%
	160.738	127.032	26,5%	504.894	282.783	78,5%
LUCRO LÍQUIDO	160.738	127.032	26,5%	504.894	282.783	78,5%
<i>Lucro líquido atribuído aos acionistas controladores</i>			<i>0,0%</i>			<i>0,0%</i>
<i>Lucro líquido atribuído aos acionistas não controladores</i>			<i>-</i>			<i>0,0%</i>

12.6) Demonstração de Resultados – CPFL Renováveis

	CPFL Renováveis							
	4T16	4T15	Var.	Var. %	2016	2015	Var.	Var. %
RECEITA OPERACIONAL								
Fornecimento de Energia Elétrica	31.383	4.724	26.658	564,3%	99.793	13.205	86.588	655,7%
Suprimento de Energia Elétrica	505.991	439.692	66.299	15,1%	1.659.063	1.645.224	13.839	0,8%
Outras Receitas Operacionais	3.963	29.501	(25.538)	-86,6%	15.408	35.423	(20.015)	-56,5%
	541.337	473.918	67.419	14,2%	1.774.264	1.693.852	80.412	4,7%
DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL	(32.408)	(23.291)	(9.117)	39,1%	(101.335)	(95.576)	(5.759)	6,0%
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	508.929	450.627	58.302	12,9%	1.672.929	1.598.276	74.653	4,7%
CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA								
Energia Elétrica Comprada Para Revenda	(61.472)	(20.393)	(41.079)	201,4%	(208.501)	(280.818)	72.317	-25,8%
Encargo de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição	(25.207)	(21.800)	(3.407)	15,6%	(89.964)	(78.645)	(11.320)	14,4%
	(86.679)	(42.193)	(44.486)	105,4%	(298.465)	(359.462)	60.997	-17,0%
CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS								
Pessoal	(17.186)	(13.615)	(3.570)	26,2%	(64.503)	(52.941)	(11.563)	21,8%
Material	(1.847)	(2.199)	352	-16,0%	(8.795)	(16.686)	7.891	-47,3%
Serviços de Terceiros	(47.283)	(35.096)	(12.187)	34,7%	(180.279)	(148.695)	(31.584)	21,2%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(86.429)	14.525	(100.954)	-695,0%	(127.757)	(19.141)	(108.616)	567,5%
Depreciação e Amortização	(108.028)	(105.617)	(2.411)	2,3%	(400.698)	(383.269)	(17.429)	4,5%
Amortização do Intangível da Concessão	(38.461)	(37.800)	(662)	1,8%	(152.471)	(157.309)	4.838	-3,1%
	(299.234)	(179.802)	(119.432)	66,4%	(934.503)	(778.041)	(156.462)	20,1%
EBITDA (IFRS)⁽¹⁾	269.506	372.049	(102.543)	-27,6%	993.129	1.001.351	(8.221)	-0,8%
RESULTADO DO SERVIÇO	123.016	228.632	(105.616)	-46,2%	439.960	460.772	(20.812)	-4,5%
RESULTADO FINANCEIRO								
Receitas	34.912	32.308	2.604	8,1%	132.653	131.354	1.299	1,0%
Despesas	(175.708)	(164.052)	(11.656)	7,1%	(667.344)	(599.303)	(68.042)	11,4%
	(140.796)	(131.744)	(9.052)	6,9%	(534.691)	(467.949)	(66.742)	14,3%
LUCRO ANTES DA TRIBUTAÇÃO	(17.780)	96.888	(114.668)	-118,4%	(94.731)	(7.176)	(87.554)	1220,0%
Contribuição Social	(6.235)	(9.310)	3.075	-33,0%	(23.580)	(22.274)	(1.306)	5,9%
Imposto de Renda	(239)	(12.654)	12.415	-98,1%	(22.731)	(26.947)	4.216	-15,6%
LUCRO LÍQUIDO (IFRS)	(24.254)	74.923	(99.177)	-132,4%	(141.042)	(56.398)	(84.644)	150,1%

12.7) Demonstração de Resultados – Segmento de Distribuição

(em milhares de reais)



	Consolidado					
	4T16	4T15	Varição	2016	2015	Varição
RECEITA OPERACIONAL						
Fornecimento de Energia Elétrica	5.812.404	6.137.777	-5,3%	22.476.837	22.492.874	-0,1%
Suprimento de Energia Elétrica	339.012	128.446	163,9%	797.885	850.429	-6,2%
Receita com construção de infraestrutura	522.301	273.359	91,1%	1.304.463	1.009.184	29,3%
Atualização do ativo financeiro da concessão	(11.313)	143.838	-107,9%	186.148	393.344	-52,7%
Ativo e passivo financeiro setorial	(342.455)	194.554	-	(2.094.695)	2.506.524	-
Outras Receitas Operacionais	967.637	776.583	24,6%	3.602.076	3.031.133	18,8%
	7.287.585	7.654.556	-4,8%	26.272.714	30.283.487	-13,2%
DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL	(2.955.398)	(3.692.632)	-20,0%	(11.233.023)	(13.315.946)	-15,6%
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	4.332.186	3.961.924	9,3%	15.039.691	16.967.541	-11,4%
CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA						
Energia Elétrica Comprada Para Revenda	(2.511.062)	(2.386.403)	5,2%	(8.496.403)	(10.561.568)	-19,6%
Encargo de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição	(308.461)	(301.367)	2,4%	(1.263.684)	(1.385.257)	-8,8%
	(2.819.523)	(2.687.769)	4,9%	(9.760.087)	(11.946.826)	-18,3%
CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS						
Pessoal	(220.388)	(167.148)	31,9%	(728.680)	(654.490)	11,3%
Material	(32.874)	(24.564)	33,8%	(122.964)	(94.361)	30,3%
Serviços de Terceiros	(189.986)	(148.441)	28,0%	(657.259)	(529.321)	24,2%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(150.527)	(160.280)	-6,1%	(546.520)	(529.759)	3,2%
PDD	(41.568)	(30.759)	35,1%	(168.264)	(121.591)	38,4%
Despesas Legais e Judiciais	(41.860)	(65.027)	-35,6%	(168.136)	(246.956)	-31,9%
Outros	(67.099)	(64.494)	4,0%	(210.119)	(161.212)	30,3%
Custos com construção de infraestrutura	(522.301)	(273.359)	91,1%	(1.304.463)	(1.009.184)	29,3%
Entidade de Previdência Privada	(24.504)	(11.075)	121,3%	(74.827)	(59.771)	25,2%
Depreciação e Amortização	(142.556)	(119.417)	19,4%	(501.236)	(461.999)	8,5%
Amortização do Intangível da Concessão	(12.207)	(5.014)	143,5%	(29.960)	(20.418)	46,7%
Amortização do ágio de aquisição	(15.035)	(21.202)	-29,1%	(60.138)	(104.642)	-42,5%
	(1.310.379)	(930.500)	40,8%	(4.026.047)	(3.463.945)	16,2%
EBITDA⁽¹⁾	372.082	489.289	-24,0%	1.844.891	2.143.829	-13,9%
RESULTADO DO SERVIÇO	202.285	343.655	-41,1%	1.253.557	1.556.770	-19,5%
RESULTADO FINANCEIRO						
Receitas	164.699	256.369	-35,8%	781.365	740.628	5,5%
Despesas	(365.577)	(280.167)	30,5%	(1.331.973)	(1.256.801)	6,0%
Juros Sobre o Capital Próprio						
	(200.878)	(23.798)	744,1%	(550.608)	(516.173)	6,7%
LUCRO ANTES DA TRIBUTAÇÃO	1.407	319.857	-99,6%	702.949	1.040.597	-32,4%
Contribuição Social	(5.771)	(34.078)	-83,1%	(80.662)	(109.055)	-26,0%
Imposto de Renda	(15.606)	(99.418)	-84,3%	(215.086)	(305.577)	-29,6%
Lucro Líquido	(19.970)	186.362	-	407.201	625.964	-34,9%

Nota:

(1) O EBITDA (IFRS) é calculado a partir da soma do lucro líquido, impostos, resultado financeiro e depreciação/amortização, conforme Instrução CVM 527/12.

12.8) Demonstração de Resultados – Segmento de Distribuição (sem RGE Sul) (em milhares de reais)



Consolidado						
	4T16	4T15	Varição	2016	2015	Varição
RECEITA OPERACIONAL						
Fornecimento de Energia Elétrica	5.087.817	6.137.777	-17,1%	21.752.250	22.492.874	-3,3%
Suprimento de Energia Elétrica	321.817	128.446	150,5%	780.690	850.429	-8,2%
Receita com construção de infraestrutura	455.449	273.359	66,6%	1.237.611	1.009.184	22,6%
Atualização do ativo financeiro da concessão	(16.225)	143.838	-111,3%	181.235	393.344	-53,9%
Ativo e passivo financeiro setorial	(311.017)	194.554	-	(2.063.256)	2.506.524	-
Outras Receitas Operacionais	858.693	776.583	10,6%	3.493.132	3.031.133	15,2%
	6.396.534	7.654.556	-16,4%	25.381.663	30.283.487	-16,2%
DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL	(2.587.024)	(3.692.632)	-29,9%	(10.864.649)	(13.315.946)	-18,4%
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	3.809.509	3.961.924	-3,8%	14.517.014	16.967.541	-14,4%
CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA						
Energia Elétrica Comprada Para Revenda	(2.223.287)	(2.386.403)	-6,8%	(8.208.628)	(10.561.568)	-22,3%
Encargo de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição	(270.576)	(301.367)	-10,2%	(1.225.799)	(1.385.257)	-11,5%
	(2.493.863)	(2.687.769)	-7,2%	(9.434.427)	(11.946.826)	-21,0%
CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS						
Pessoal	(187.677)	(167.148)	12,3%	(695.969)	(654.490)	6,3%
Material	(27.332)	(24.564)	11,3%	(117.421)	(94.361)	24,4%
Serviços de Terceiros	(167.808)	(148.441)	13,0%	(635.082)	(529.321)	20,0%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(117.999)	(160.280)	-26,4%	(513.991)	(529.759)	-3,0%
PDD	(36.466)	(30.759)	18,6%	(163.162)	(121.591)	34,2%
Despesas Legais e Judiciais	(30.765)	(65.027)	-52,7%	(157.041)	(246.956)	-36,4%
Outros	(50.769)	(64.494)	-21,3%	(193.789)	(161.212)	20,2%
Custos com construção de infraestrutura	(455.449)	(273.359)	66,6%	(1.237.611)	(1.009.184)	22,6%
Entidade de Previdência Privada	(23.141)	(11.075)	109,0%	(73.464)	(59.771)	22,9%
Depreciação e Amortização	(120.257)	(119.417)	0,7%	(478.937)	(461.999)	3,7%
Amortização do Intangível da Concessão	(5.918)	(5.014)	18,0%	(23.670)	(20.418)	15,9%
Amortização do ágio de aquisição	(15.035)	(21.202)	-29,1%	(60.138)	(104.642)	-42,5%
	(1.120.614)	(930.500)	20,4%	(3.836.283)	(3.463.945)	10,7%
EBITDA⁽¹⁾	336.241	489.289	-31,3%	1.809.050	2.143.829	-15,6%
RESULTADO DO SERVIÇO	195.032	343.655	-43,2%	1.246.305	1.556.770	-19,9%
RESULTADO FINANCEIRO						
Receitas	158.836	256.369	-38,0%	775.501	740.628	4,7%
Despesas	(326.802)	(280.167)	16,6%	(1.293.197)	(1.256.801)	2,9%
Juros Sobre o Capital Próprio	(167.966)	(23.798)	605,8%	(517.696)	(516.173)	0,3%
	27.066	319.857	-91,5%	728.609	1.040.597	-30,0%
LUCRO ANTES DA TRIBUTAÇÃO	27.066	319.857	-91,5%	728.609	1.040.597	-30,0%
Contribuição Social	(5.234)	(34.078)	-84,6%	(80.125)	(109.055)	-26,5%
Imposto de Renda	(14.115)	(99.418)	-85,8%	(213.595)	(305.577)	-30,1%
Lucro Líquido⁽²⁾	7.717	186.362	-95,9%	434.888	625.964	-30,5%

Nota:

(1) O EBITDA (IFRS) é calculado a partir da soma do lucro líquido, impostos, resultado financeiro e depreciação/amortização, conforme Instrução CVM 527/12.

12.9) Desempenho Econômico-Financeiro por Distribuidora (em milhares de reais)

Resumo da Demonstração de Resultados por Distribuidora (R\$ Mil)

CPFL PAULISTA						
	4T16	4T15	Var.	2016	2015	Var.
Receita Operacional Bruta	3.370.861	4.018.635	-16,1%	13.183.066	15.879.195	-17,0%
Receita Operacional Líquida	1.998.615	2.044.034	-2,2%	7.555.155	8.754.239	-13,7%
Custo com Energia Elétrica	(1.312.976)	(1.418.563)	-7,4%	(4.992.385)	(6.293.826)	-20,7%
Custos e Despesas Operacionais	(562.961)	(485.029)	16,1%	(1.904.120)	(1.728.118)	10,2%
Resultado do Serviço	122.678	140.443	-12,6%	658.651	732.296	-10,1%
EBITDA (1)	177.586	192.410	-7,7%	873.130	947.148	-7,8%
Resultado Financeiro	(83.624)	(4.868)	1617,8%	(244.640)	(248.078)	-1,4%
Lucro antes da Tributação	39.054	135.575	-71,2%	414.011	484.217	-14,5%
Lucro Líquido	20.211	76.536	-73,6%	255.329	298.203	-14,4%

CPFL PIRATININGA						
	4T16	4T15	Var.	2016	2015	Var.
Receita Operacional Bruta	1.359.352	1.809.817	-24,9%	5.741.707	6.972.684	-17,7%
Receita Operacional Líquida	768.287	902.514	-14,9%	3.132.760	3.817.267	-17,9%
Custo com Energia Elétrica	(574.180)	(631.089)	-9,0%	(2.186.823)	(2.734.588)	-20,0%
Custos e Despesas Operacionais	(215.185)	(165.475)	30,0%	(721.502)	(638.523)	13,0%
Resultado do Serviço	(21.078)	105.950	-119,9%	224.435	444.156	-49,5%
EBITDA (1)	2.479	127.263	-98,1%	317.096	537.712	-41,0%
Resultado Financeiro	(43.375)	(9.616)	351,1%	(106.879)	(115.731)	-7,6%
Lucro antes da Tributação	(64.453)	96.334	-	117.556	328.425	-64,2%
Lucro Líquido	(44.490)	61.421	-	68.114	211.637	-67,8%

RGE						
	4T16	4T15	Var.	2016	2015	Var.
Receita Operacional Bruta	1.287.346	1.422.116	-9,5%	5.027.031	5.793.068	-13,2%
Receita Operacional Líquida	795.824	795.105	0,1%	2.947.061	3.452.727	-14,6%
Custo com Energia Elétrica	(481.286)	(502.803)	-4,3%	(1.769.518)	(2.327.667)	-24,0%
Custos e Despesas Operacionais	(241.245)	(192.491)	25,3%	(873.371)	(766.445)	14,0%
Resultado do Serviço	73.293	99.811	-26,6%	304.172	358.615	-15,2%
EBITDA (1)	112.547	134.507	-16,3%	457.807	493.528	-7,2%
Resultado Financeiro	(36.797)	(11.986)	207,0%	(143.741)	(132.517)	8,5%
Lucro antes da Tributação	36.496	87.825	-58,4%	160.431	226.099	-29,0%
Lucro Líquido	23.514	53.943	-56,4%	102.647	145.804	-29,6%

CPFL SANTA CRUZ						
	4T16	4T15	Var.	2016	2015	Var.
Receita Operacional Bruta	165.095	154.427	6,9%	619.694	705.287	-12,1%
Receita Operacional Líquida	108.189	77.285	40,0%	384.243	410.049	-6,3%
Custo com Energia Elétrica	(59.983)	(61.425)	-2,3%	(219.762)	(281.403)	-21,9%
Custos e Despesas Operacionais	(37.241)	(33.851)	10,0%	(121.112)	(100.036)	21,1%
Resultado do Serviço	10.965	(17.990)	-160,9%	43.368	28.610	51,6%
EBITDA (1)	14.170	(11.517)	-223,0%	60.472	44.984	34,4%
Resultado Financeiro	(2.939)	315	-	(10.600)	(9.451)	12,2%
Lucro antes da Tributação	8.026	(17.675)	-	32.768	19.159	71,0%
Lucro Líquido	6.589	(12.138)	-	23.797	12.424	91,5%

Nota:

(1) O EBITDA (IFRS) é calculado a partir da soma do lucro líquido, impostos, resultado financeiro e depreciação/amortização.

Resumo da Demonstração de Resultados por Distribuidora (R\$ Mil)

CPFL LESTE PAULISTA						
	4T16	4T15	Var.	2016	2015	Var.
Receita Operacional Bruta	51.542	56.366	-8,6%	185.355	208.918	-11,3%
Receita Operacional Líquida	35.694	34.707	2,8%	120.413	127.615	-5,6%
Custo com Energia Elétrica	(13.709)	(15.417)	-11,1%	(56.942)	(66.838)	-14,8%
Custos e Despesas Operacionais	(13.508)	(9.211)	46,6%	(41.727)	(32.807)	27,2%
Resultado do Serviço	8.478	10.079	-15,9%	21.745	27.969	-22,3%
EBITDA (1)	10.490	12.836	-18,3%	28.934	34.547	-16,2%
Resultado Financeiro	(1.717)	(1.339)	28,2%	(5.709)	(6.862)	-16,8%
Lucro antes da Tributação	6.761	8.739	-22,6%	16.036	21.106	-24,0%
Lucro Líquido	4.247	5.668	-25,1%	10.731	13.556	-20,8%

CPFL SUL PAULISTA						
	4T16	4T15	Var.	2016	2015	Var.
Receita Operacional Bruta	66.379	77.739	-14,6%	247.889	284.431	-12,8%
Receita Operacional Líquida	44.123	46.226	-4,6%	155.045	164.416	-5,7%
Custo com Energia Elétrica	(19.078)	(21.179)	-9,9%	(77.736)	(88.441)	-12,1%
Custos e Despesas Operacionais	(19.215)	(10.952)	75,5%	(58.228)	(40.812)	42,7%
Resultado do Serviço	5.830	14.096	-58,6%	19.081	35.164	-45,7%
EBITDA (1)	7.711	17.594	-56,2%	27.908	42.716	-34,7%
Resultado Financeiro	(1.715)	(3.165)	-45,8%	(5.944)	(9.485)	-37,3%
Lucro antes da Tributação	4.115	10.930	-62,4%	13.137	25.679	-48,8%
Lucro Líquido	2.609	6.700	-61,1%	8.455	16.201	-47,8%

CPFL JAGUARI						
	4T16	4T15	Var.	2016	2015	Var.
Receita Operacional Bruta	59.407	75.942	-21,8%	241.044	287.854	-16,3%
Receita Operacional Líquida	34.892	39.101	-10,8%	136.613	150.589	-9,3%
Custo com Energia Elétrica	(22.581)	(26.168)	-13,7%	(91.203)	(108.265)	-15,8%
Custos e Despesas Operacionais	(8.851)	(6.812)	29,9%	(28.757)	(25.723)	11,8%
Resultado do Serviço	3.461	6.121	-43,5%	16.653	16.600	0,3%
EBITDA (1)	3.674	7.730	-52,5%	20.239	20.640	-1,9%
Resultado Financeiro	(1.103)	(1.046)	5,5%	(3.791)	(8.319)	-54,4%
Lucro antes da Tributação	2.358	5.076	-53,6%	12.862	8.281	55,3%
Lucro Líquido	1.566	3.165	-50,5%	7.988	4.852	64,6%

CPFL MOCOCA						
	4T16	4T15	Var.	2016	2015	Var.
Receita Operacional Bruta	36.539	39.513	-7,5%	135.876	152.051	-10,6%
Receita Operacional Líquida	23.871	22.951	4,0%	85.724	90.640	-5,4%
Custo com Energia Elétrica	(10.070)	(11.126)	-9,5%	(40.057)	(45.799)	-12,5%
Custos e Despesas Operacionais	(7.375)	(5.477)	34,7%	(27.328)	(26.839)	1,8%
Resultado do Serviço	6.427	6.348	1,2%	18.338	18.002	1,9%
EBITDA (1)	7.571	8.465	-10,6%	23.463	22.553	4,0%
Resultado Financeiro	(1.895)	(1.770)	7,1%	(5.160)	(6.981)	-26,1%
Lucro antes da Tributação	4.532	4.578	-1,0%	13.179	11.021	19,6%
Lucro Líquido	3.294	2.592	27,1%	9.198	6.679	37,7%

Nota:

(1) O EBITDA (IFRS) é calculado a partir da soma do lucro líquido, impostos, resultado financeiro e depreciação/amortização.

Resumo da Demonstração de Resultados por Distribuidora (R\$ Mil)

RGE SUL (novembro e dezembro/16) ¹						
	4T16	4T15	Var.	2016	2015	Var.
Receita Operacional Bruta	891.051	-	0,0%	891.051	-	0,0%
Receita Operacional Líquida	522.677	-	0,0%	522.677	-	0,0%
Custo com Energia Elétrica	(325.661)	-	0,0%	(325.661)	-	0,0%
Custos e Despesas Operacionais	(189.764)	-	0,0%	(189.764)	-	0,0%
Resultado do Serviço	7.252	-	0,0%	7.252	-	0,0%
EBITDA (1)	35.841	-	0,0%	35.841	-	0,0%
Resultado Financeiro	(32.912)	-	0,0%	(32.912)	-	0,0%
Lucro antes da Tributação	(25.660)	-	0,0%	(25.660)	-	0,0%
Lucro Líquido	(27.687)	-	0,0%	(27.687)	-	0,0%

(1) Valores para fins de consolidação na CPFL Energia

RGE SUL						
	4T16	4T15	Var.	2016	2015	Var.
Receita Operacional Bruta	1.277.242	1.710.895	-25,3%	5.121.995	5.655.625	-9,4%
Receita Operacional Líquida	742.174	1.075.444	-31,0%	2.853.167	3.265.691	-12,6%
Custo com Energia Elétrica	(484.288)	(752.588)	-35,7%	(1.862.347)	(2.368.523)	-21,4%
Custos e Despesas Operacionais	(296.632)	(216.955)	36,7%	(976.950)	(770.463)	26,8%
Resultado do Serviço	(38.746)	105.901	-136,6%	13.870	126.705	-89,1%
EBITDA (1)	(3.348)	139.881	-102,4%	153.976	258.361	-40,4%
Resultado Financeiro	(95.369)	(127.991)	-25,5%	(197.588)	(131.846)	49,9%
Lucro antes da Tributação	(134.115)	(22.090)	507,1%	(183.719)	(5.141)	3473,5%
Lucro Líquido	(370.367)	(14.774)	2406,8%	(403.967)	(4.922)	8107,9%

Nota:

(1) O EBITDA (IFRS) é calculado a partir da soma do lucro líquido, impostos, resultado financeiro e depreciação/amortização.

12.10) Vendas na Área de Concessão por Distribuidora (em GWh)

CPFL Paulista						
	4T16	4T15	Var.	2016	2015	Var.
Residencial	2.288	2.350	-2,6%	8.938	9.027	-1,0%
Industrial	2.713	2.745	-1,2%	10.623	11.007	-3,5%
Comercial	1.407	1.519	-7,4%	5.483	5.743	-4,5%
Outros	1.122	1.095	2,5%	4.224	4.153	1,7%
Total	7.530	7.709	-2,3%	29.267	29.929	-2,2%

CPFL Piratininga						
	4T16	4T15	Var.	2016	2015	Var.
Residencial	922	956	-3,5%	3.762	3.916	-3,9%
Industrial	1.550	1.789	-13,4%	6.288	7.422	-15,3%
Comercial	581	619	-6,0%	2.381	2.430	-2,0%
Outros	282	281	0,2%	1.117	1.109	0,7%
Total	3.335	3.645	-8,5%	13.547	14.877	-8,9%

RGE						
	4T16	4T15	Var.	2016	2015	Var.
Residencial	622	597	4,1%	2.581	2.462	4,8%
Industrial	829	846	-2,0%	3.288	3.391	-3,0%
Comercial	330	349	-5,5%	1.374	1.421	-3,3%
Outros	693	653	6,1%	2.769	2.664	4,0%
Total	2.474	2.445	1,2%	10.013	9.939	0,7%

CPFL Santa Cruz						
	4T16	4T15	Var.	2016	2015	Var.
Residencial	89	88	1,2%	356	352	1,0%
Industrial	52	56	-5,9%	209	225	-6,8%
Comercial	40	42	-5,1%	158	165	-4,1%
Outros	106	85	25,1%	371	347	7,1%
Total	288	271	6,3%	1.094	1.088	0,6%

CPFL Jaguarí						
	4T16	4T15	Var.	2016	2015	Var.
Residencial	22	22	0,4%	89	88	1,1%
Industrial	94	103	-9,0%	382	389	-1,9%
Comercial	14	13	2,7%	52	51	1,8%
Outros	10	10	0,0%	38	38	1,1%
Total	140	149	-5,9%	561	566	-0,9%

CPFL Mococa						
	4T16	4T15	Var.	2016	2015	Var.
Residencial	19	19	0,8%	76	75	0,8%
Industrial	16	17	-1,1%	65	62	4,1%
Comercial	8	8	-6,9%	30	32	-5,2%
Outros	16	16	-2,0%	61	61	0,7%
Total	59	60	-1,6%	232	230	0,8%

CPFL Leste Paulista						
	4T16	4T15	Var.	2016	2015	Var.
Residencial	25	25	0,3%	100	99	0,5%
Industrial	23	20	13,9%	86	78	10,6%
Comercial	11	12	-5,4%	44	46	-2,6%
Outros	29	28	3,5%	114	111	2,1%
Total	89	86	3,8%	344	334	3,0%

CPFL Sul Paulista						
	4T16	4T15	Var.	2016	2015	Var.
Residencial	36	36	0,8%	145	144	0,6%
Industrial	44	67	-33,2%	184	300	-38,6%
Comercial	14	15	-3,5%	57	59	-3,7%
Outros	24	23	1,5%	92	93	-0,5%
Total	119	141	-15,7%	478	595	-19,8%

RGE Sul (*)						
	4T16	4T15	Var.	2016	2015	Var.
Residencial	426	-	0,0%	426	-	0,0%
Industrial	445	-	0,0%	445	-	0,0%
Comercial	207	-	0,0%	207	-	0,0%
Outros	373	-	0,0%	373	-	0,0%
Total	1.451	-	0,0%	1.451	-	0,0%

12.11) Vendas no Mercado Cativo por Distribuidora (em GWh)

CPFL Paulista						
	4T16	4T15	Var.	2016	2015	Var.
Residencial	2.288	2.350	-2,6%	8.938	9.027	-1,0%
Industrial	764	964	-20,7%	3.318	3.834	-13,5%
Comercial	1.179	1.376	-14,3%	4.799	5.187	-7,5%
Outros	1.083	1.059	2,3%	4.088	4.021	1,7%
Total	5.315	5.750	-7,6%	21.142	22.068	-4,2%

CPFL Piratininga						
	4T16	4T15	Var.	2016	2015	Var.
Residencial	922	956	-3,5%	3.762	3.916	-3,9%
Industrial	389	520	-25,2%	1.740	2.089	-16,7%
Comercial	473	554	-14,6%	2.059	2.169	-5,1%
Outros	251	268	-6,5%	1.033	1.062	-2,7%
Total	2.034	2.298	-11,5%	8.594	9.236	-7,0%

RGE						
	4T16	4T15	Var.	2016	2015	Var.
Residencial	622	597	4,1%	2.581	2.462	4,8%
Industrial	319	387	-17,4%	1.380	1.540	-10,4%
Comercial	310	330	-6,1%	1.298	1.344	-3,5%
Outros	691	653	5,7%	2.766	2.664	3,8%
Total	1.941	1.967	-1,3%	8.026	8.011	0,2%

CPFL Santa Cruz						
	4T16	4T15	Var.	2016	2015	Var.
Residencial	89	88	1,2%	356	352	1,0%
Industrial	32	44	-26,3%	149	179	-16,7%
Comercial	38	42	-8,3%	156	164	-5,1%
Outros	106	85	25,1%	371	347	7,1%
Total	266	259	2,8%	1.032	1.042	-1,0%

CPFL Jaguarí						
	4T16	4T15	Var.	2016	2015	Var.
Residencial	22	22	0,4%	89	88	1,1%
Industrial	59	80	-26,5%	271	315	-13,8%
Comercial	14	13	2,7%	52	51	1,8%
Outros	10	10	0,0%	38	38	1,1%
Total	105	126	-16,5%	451	492	-8,4%

CPFL Mococa						
	4T16	4T15	Var.	2016	2015	Var.
Residencial	19	19	0,8%	76	75	0,8%
Industrial	9	9	5,0%	36	36	1,9%
Comercial	8	8	-7,4%	30	32	-5,3%
Outros	16	16	-2,0%	61	61	0,7%
Total	52	52	-0,7%	204	204	0,0%

CPFL Leste Paulista						
	4T16	4T15	Var.	2016	2015	Var.
Residencial	25	25	0,3%	100	99	0,5%
Industrial	8	7	11,6%	29	28	2,3%
Comercial	11	12	-5,4%	44	46	-2,6%
Outros	29	28	3,5%	114	111	2,1%
Total	74	72	1,7%	287	285	0,8%

CPFL Sul Paulista						
	4T16	4T15	Var.	2016	2015	Var.
Residencial	36	36	0,8%	145	144	0,6%
Industrial	25	24	1,7%	96	96	0,0%
Comercial	14	15	-3,5%	57	59	-3,7%
Outros	24	23	1,5%	92	93	-0,5%
Total	99	98	0,5%	390	392	-0,5%

RGE Sul (*)						
	4T16	4T15	Var.	2016	2015	Var.
Residencial	426	-	0,0%	426	-	0,0%
Industrial	162	-	0,0%	162	-	0,0%
Comercial	191	-	0,0%	191	-	0,0%
Outros	373	-	0,0%	373	-	0,0%
Total	1.152	-	0,0%	1.152	-	0,0%

12.12) Reconciliação do indicador Dívida Líquida/Ebitda Pro Forma da CPFL Energia para fins de cálculo dos *covenants* financeiros (em milhões de reais)



Reconciliação da Dívida Líquida Pro forma (2016)

Dívida líquida - Projetos de Geração

dez/16	Subsidiárias controladas majoritariamente (100% consolidadas)				Investidas contabilizadas por equivalência patrimonial					Total
	CERAN	CPFL Renováveis	Lajeado	Subtotal	Enercan	Baesa	Chapeco- ense	Epasa	Subtotal	
Dívida bruta	315	6.379	36	6.730	241	150	1.430	254	2.075	8.805
(-) Caixa e equivalentes de caixa	(238)	(909)	(25)	(1.172)	(289)	(19)	(280)	(86)	(674)	(1.846)
Dívida líquida	77	5.470	11	5.558	48	131	1.150	169	1.402	6.959
Participação CPFL (%)	65%	51,61%	59,93%	-	48,72%	25,01%	51%	53,34%	-	-
Dívida líquida dos projetos	50	2.823	7	2.880	24	33	586	90	686	3.565

Reconciliação

CPFL Energia	
Dívida bruta	21.358
(-) Caixa e equivalentes de caixa	(6.165)
Dívida líquida (IFRS)	15.193
(-) Projetos 100%	(5.558)
(+) Consolidação proporcional	3.565
(+) Outros ¹	24
Dívida líquida (Pro Forma)	13.225

Reconciliação do EBITDA Pro Forma (2016)

EBITDA - Projetos de Geração

2016	Subsidiárias controladas majoritariamente (100% consolidadas)				Investidas contabilizadas por equivalência patrimonial					Total
	CERAN	CPFL Renováveis	Lajeado	Subtotal	Enercan	Baesa	Chapeco- ense	Epasa	Subtotal	
Receita operacional	301	1.647	31	1.979	565	240	790	548	2.143	4.121
Despesa operacional	(67)	(653)	(27)	(748)	(137)	(77)	(140)	(328)	(682)	(1.431)
EBITDA	234	993	3	1.230	428	163	650	220	1.460	2.691
Participação CPFL (%)	65%	51,61%	59,93%	-	48,72%	25,01%	51%	53,34%	-	-
EBITDA proporcional	152	513	2	667	208	41	331	117	698	1.364

Reconciliação

CPFL Energia - 2016	
Lucro Líquido	879
Amortização	1.292
Resultado financeiro	1.453
IR/CS	501
EBITDA	4.126
(-) Equivalência patrimonial	(312)
(-) EBITDA - Projetos 100%	(1.230)
(+) EBITDA Proporcional	1.364
(+) RGE Sul - Jan-Out/16 ²	169
EBITDA Pro Forma	4.117

Dívida líquida / EBITDA Pro Forma	3,21x
--	--------------

Notas:

1) Ajuste para adequação do cálculo dos *covenants* financeiros, devido à renegociação de vencimento de faturas realizada entre partes relacionadas, para contemplar parcela relativa às investidas contabilizadas por equivalência patrimonial.

2) Conforme determinado para o cálculo dos *covenants* nos casos de aquisição de ativos pela Companhia.