

**São Paulo, 11 de maio de 2017** – A CPFL Energia S.A. (BM&FBOVESPA: CPFE3 e NYSE: CPL), anuncia seu **resultado do 1T17**. 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 1T16, salvo indicação contrária.

## CPFL ENERGIA ANUNCIA OS RESULTADOS DO 1T17

Indicadores (R\$ Milhões)	1T17	1T16	Var.
Vendas na Área de Concessão - GWh	16.715	14.147	18,1%
Mercado Cativo	12.103	10.568	14,5%
Cliente Livre	4.611	3.579	28,8%
Receita Operacional Bruta	8.730	7.586	15,1%
Receita Operacional Líquida	5.539	4.337	27,7%
EBITDA <sup>(1)</sup>	1.196	1.035	15,6%
Lucro Líquido	232	232	-0,1%
Investimentos <sup>(2)</sup>	681	449	51,6%

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 1T17

- Carga estável medida na área de concessão **(-0.4%)**;
- Manutenção da **demanda contratada: -0,6%** Fora Ponta e **-0,2%** Ponta (mar/17 x mar/16);
- Aumentos de **27,7%** na **Receita Operacional Líquida** e de **15,6%** no **EBITDA**;
- Investimentos de **R\$ 681 milhões**;
- Dívida líquida *pro forma* de **R\$ 13,8 bilhões** e alavancagem de **3,30x Dívida Líquida/EBITDA pro forma**;
- **Reajuste tarifário da CPFL Paulista**, em abr/17, com um **efeito médio de -10,50%** a ser percebido pelos consumidores;
- **Reajuste tarifário da RGE Sul**, em abr/17, com um **efeito médio de -6,43%** a ser percebido pelos consumidores;
- **Status atual da transação State Grid**: laudo de avaliação da OPA Unificada em elaboração, conforme aprovado na AGE de 27/mar/17;
- Lançamento da **Envo**, empresa que oferecerá soluções em geração distribuída solar, principalmente para clientes residenciais;
- Divulgação, em 05/abr/17, do **Relatório Anual 2016**.

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

- Sexta-feira, 12 de maio 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](http://www.cpfl.com.br/ri)**

#### Área de Relações com Investidores

55-19-3756-6083  
[ri@cpfl.com.br](mailto:ri@cpfl.com.br)  
[www.cpfl.com.br/ri](http://www.cpfl.com.br/ri)

## ÍNDICE

1) MENSAGEM DO PRESIDENTE .....	4
2) VENDAS DE ENERGIA.....	5
2.1) Vendas na Área de Concessão das Distribuidoras.....	5
2.1.1) Participação de cada Classe nas Vendas na Área de Concessão .....	6
2.1.2) Vendas no Mercado Cativo .....	6
2.1.3) Cliente Livre (consumo dos clientes livres).....	7
2.2) Demanda Contratada (% - alta tensão) .....	8
2.3) Capacidade Instalada da Geração.....	8
3) INFORMAÇÕES SOBRE PARTICIPAÇÕES SOCIETÁRIAS E CRITÉRIOS DE CONSOLIDAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS .....	9
3.1) Consolidação da CPFL Renováveis.....	11
3.2) Consolidação da RGE Sul.....	11
3.3) Apresentação do Desempenho Econômico-Financeiro.....	11
4) DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO.....	12
4.1) Abertura do desempenho econômico-financeiro por segmento de negócio.....	12
4.2) Reclassificação do Ativo Financeiro da Concessão .....	13
4.3) Ativos e Passivos Financeiros Setoriais.....	13
4.4) Receita Operacional .....	13
4.5) Custo com Energia Elétrica .....	14
4.6) Custos e Despesas Operacionais .....	15
4.7) EBITDA.....	17
4.8) Resultado Financeiro.....	17
4.9) Lucro Líquido.....	19
5) ENDIVIDAMENTO.....	20
5.1) Dívida .....	20
5.2) Dívida no Critério dos <i>Covenants</i> Financeiros .....	21
5.2.1) Cronograma de Amortização da Dívida no Critério dos <i>Covenants</i> Financeiros .....	21
5.2.2) Indexação e Custo da Dívida no Critério dos <i>Covenants</i> Financeiros.....	22
5.3) Dívida Líquida no Critério dos <i>Covenants</i> Financeiros e Alavancagem .....	23
6) INVESTIMENTOS .....	24
6.1) Investimentos realizados .....	24
6.2) Investimentos projetados .....	24
7) MERCADO DE CAPITALIS.....	25
7.1) Desempenho das Ações .....	25
7.2) Volume Médio Diário .....	26
8) GOVERNANÇA CORPORATIVA.....	26
9) ESTRUTURA SOCIETÁRIA.....	27
9.1) Lançamento da Envo.....	28
10) DESEMPENHO DOS SEGMENTOS DE NEGÓCIO.....	29
10.1) Segmento de Distribuição .....	29
10.1.1) Desempenho Econômico-Financeiro .....	29
10.1.1.1) Reclassificação da Atualização do Ativo Financeiro da Concessão.....	29
10.1.1.2) Ativos e Passivos Financeiros Setoriais .....	29
10.1.1.3) Receita Operacional.....	30
10.1.1.4) Custo com Energia Elétrica.....	31
10.1.1.5) Custos e Despesas Operacionais .....	32
10.1.1.6) EBITDA.....	34
10.1.1.7) Resultado Financeiro .....	34

10.1.1.8) Lucro Líquido .....	36
10.1.2) Eventos tarifários .....	37
10.1.3) Indicadores Operacionais .....	38
10.2) Segmento de Comercialização e Serviços .....	40
10.2.1) Segmento de Comercialização .....	40
10.2.2) Segmento de Serviços .....	40
10.3) Segmento de Geração Convencional .....	41
10.3.1) Desempenho Econômico-Financeiro .....	41
10.3.1.1) Receita Operacional .....	41
10.3.1.2) Custo com Energia Elétrica .....	42
10.3.1.3) Custos e Despesas Operacionais .....	42
10.3.1.4) Equivalência Patrimonial .....	43
10.3.1.5) EBITDA .....	44
10.3.1.6) Resultado Financeiro .....	45
10.3.1.7) Lucro Líquido .....	45
10.4) CPFL Renováveis .....	46
10.4.1) Desempenho Econômico-Financeiro .....	46
10.4.1.1) Variações na DRE da CPFL Renováveis .....	46
10.4.1.2) Receita Operacional .....	46
10.4.1.3) Custo com Energia Elétrica .....	47
10.4.1.4) Custos e Despesas Operacionais .....	47
10.4.1.5) EBITDA .....	48
10.4.1.6) Resultado Financeiro .....	48
10.4.1.7) Lucro Líquido .....	49
10.4.2) Status dos Projetos de Geração – 100% .....	49
11) ANEXOS .....	51
11.1) Balanço Patrimonial (Ativo) – CPFL Energia .....	51
11.2) Balanço Patrimonial (Passivo) – CPFL Energia .....	52
11.3) Demonstração de Resultados – CPFL Energia .....	53
11.4) Fluxo de Caixa – CPFL Energia .....	54
11.5) Demonstração de Resultados – Segmento de Geração Convencional .....	55
11.6) Demonstração de Resultados – CPFL Renováveis .....	56
11.7) Demonstração de Resultados – Segmento de Distribuição .....	57
11.8) Demonstração de Resultados – Segmento de Distribuição (sem RGE Sul) .....	58
11.9) Desempenho Econômico-Financeiro por Distribuidora .....	59
11.10) Vendas na Área de Concessão por Distribuidora (em GWh) .....	62
11.11) Vendas no Mercado Cativo por Distribuidora (em GWh) .....	63
11.12) Reconciliação do indicador Dívida Líquida/Ebitda Pro Forma da CPFL Energia para fins de cálculo dos <i>covenants</i> financeiros .....	64

## 1) MENSAGEM DO PRESIDENTE

O início de 2017 foi marcado pelas novas perspectivas e possibilidades para o Grupo CPFL, após a conclusão da operação de compra do controle da Companhia pela chinesa State Grid, maior player global do setor elétrico. Sua visão estratégica de longo prazo e seu desenvolvimento tecnológico trarão grande contribuição para os próximos passos da CPFL.

Após oito trimestres seguidos de queda, o segmento de distribuição apresentou estabilidade nas vendas de energia no primeiro trimestre de 2017 (+0,1%), desconsiderando-se o efeito positivo da aquisição da RGE Sul. A classe residencial registrou alta de 1,5%, enquanto as classes industrial e comercial apresentaram queda de 2,2% e 0,7%, respectivamente, refletindo os efeitos do desaquecimento da atividade econômica no país. A aquisição da RGE Sul, consolidada desde novembro de 2016, adicionou 2.549 GWh aos volumes vendidos no primeiro trimestre de 2017.

Vale destacar ainda a migração considerável de consumidores do mercado cativo (redução de mercado de 5,3%) para o mercado livre (+16,1%), ocorrida ao longo do ano de 2016. Em março de 2017, a demanda contratada pelos clientes de alta tensão se manteve praticamente estável – redução de 0,6% fora da ponta e 0,2% no horário de ponta, na comparação com o mesmo mês do ano anterior, o que preserva a maior parte da remuneração do negócio vinda dos clientes de alta tensão deste segmento.

O EBITDA do Grupo atingiu R\$ 1.196 milhões no trimestre (+16% vs. 1T16), refletindo a contribuição da consolidação integral da RGE Sul e a melhora nos resultados de nossa subsidiária CPFL Renováveis, entre outros efeitos. A alavancagem consolidada da CPFL Energia alcançou 3,30x dívida líquida/EBITDA ao final do trimestre, de acordo com os critérios usados para medir nossos *covenants* financeiros. A queda nas taxas de juros que vem ocorrendo ao longo do ano será benéfica à Companhia, que tem cerca de 3/4 de sua dívida atrelada ao CDI.

A CPFL manteve a sua estratégia de crescimento no início de 2017. No segmento de energias renováveis, a Companhia avança na construção do complexo eólico Pedra Cheirosa, que totaliza 48 MW de capacidade instalada. Em transmissão, o projeto Morro Agudo apresentou progresso no trimestre, atingindo 95% de avanço nas obras.

Além disso, a CPFL criou uma nova empresa no início de maio, a Envo, voltada para o mercado de geração distribuída solar para residências e clientes comerciais de pequeno porte, ampliando o portfólio de produtos e serviços energéticos oferecido pelo Grupo.

Em relação ao processo de venda do controle da CPFL Energia, foram aprovadas a conversão de registro da Companhia da categoria A para a categoria B da CVM e sua saída do Novo Mercado na bolsa de São Paulo, em Assembleia de Acionistas realizada no dia 27 de março de 2017. Esse processo de OPA Unificada exige a elaboração de laudo de avaliação, que será feito pelo banco Credit Suisse, conforme aprovado pelos acionistas minoritários na mesma Assembleia.

Finalmente, a administração da CPFL segue otimista em relação aos avanços do setor elétrico brasileiro e continua confiante em sua plataforma de negócios. Para o ano de 2017, são projetados cerca de R\$ 2,8 bilhões em investimentos e mais de R\$ 10 bilhões para os próximos 5 anos, o que reforça o compromisso do Grupo com sua estratégia de desenvolvimento de longo prazo.

**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			
	1T17	1T16	Var.
Mercado Cativo	12.103	10.568	14,5%
Cliente Livre	4.611	3.579	28,8%
<b>Total</b>	<b>16.715</b>	<b>14.147</b>	<b>18,1%</b>

Vendas na Área de Concessão (sem RGE Sul) - GWh			
	1T17	1T16	Var.
Mercado Cativo	10.009	10.568	-5,3%
Cliente Livre	4.157	3.579	16,1%
<b>Total</b>	<b>14.166</b>	<b>14.147</b>	<b>0,1%</b>

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

No 1T17, as vendas na área de concessão, realizadas por meio do segmento de distribuição, totalizaram 16.715 GWh, um aumento de 18,1%, devido principalmente à aquisição da RGE Sul. Desconsiderando o efeito dessa aquisição, as vendas na área de concessão totalizariam 14.166 GWh, um aumento de 0,1%.

As vendas para o mercado cativo totalizaram 12.103 GWh no 1T17, um aumento de 14,5%, devido principalmente à aquisição da RGE Sul; desconsiderando o efeito dessa aquisição, as vendas para o mercado cativo totalizariam 10.009 GWh, uma redução de 5,3%, refletindo principalmente a 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 4.611 GWh no 1T17, um aumento de 28,8%, devido principalmente à aquisição da RGE Sul; desconsiderando o efeito dessa aquisição, a quantidade de energia fatura por meio da TUSD atingiria 4.157 GWh, um aumento de 16,1%.

Vendas na Área de Concessão - GWh				
	1T17	1T16	Var.	Part.
Residencial	5.129	4.265	20,2%	30,7%
Industrial	5.663	5.146	10,0%	33,9%
Comercial	2.944	2.585	13,9%	17,6%
Outros	2.979	2.150	38,5%	17,8%
<b>Total</b>	<b>16.715</b>	<b>14.147</b>	<b>18,1%</b>	<b>100,0%</b>

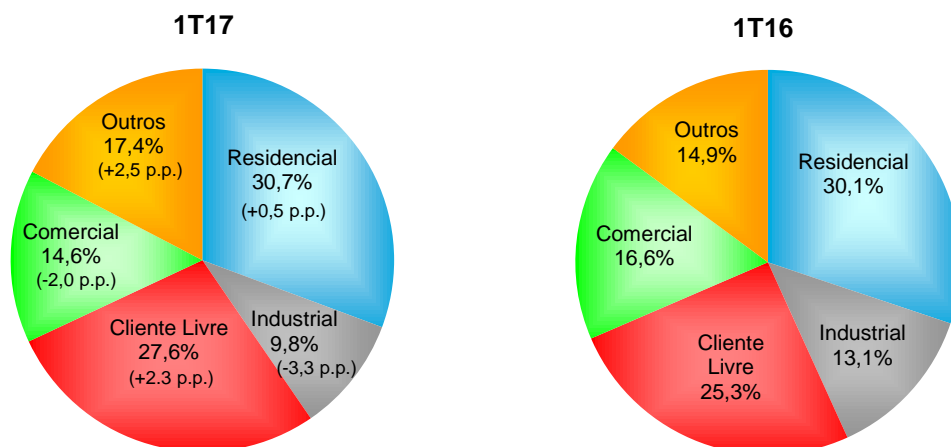
Vendas na Área de Concessão (sem RGE Sul) - GWh				
	1T17	1T16	Var.	Part.
Residencial	4.328	4.265	1,5%	30,6%
Industrial	5.035	5.146	-2,2%	35,5%
Comercial	2.566	2.585	-0,7%	18,1%
Outros	2.237	2.150	4,0%	15,8%
<b>Total</b>	<b>14.166</b>	<b>14.147</b>	<b>0,1%</b>	<b>100,0%</b>

Nota: As tabelas de vendas na área de concessão por distribuidora estão anexas a este relatório, no item 11.10.

Destacam-se no 1T17, na área de concessão:

- **Classe residencial (30,7% das vendas totais):** aumento de 20,2%, influenciado pela aquisição da RGE Sul. Desconsiderando o efeito dessa aquisição, teríamos um aumento de 1,5%, refletindo a elevada temperatura no 1T17 em comparação com o 1T16;
- **Classe comercial (17,6% das vendas totais):** aumento de 13,9%, influenciado pela aquisição da RGE Sul. Desconsiderando o efeito dessa aquisição, teríamos uma redução de 0,7%, ainda refletindo a baixa atividade econômica em comparação com o 1T16;
- **Classe industrial (33,9% das vendas totais):** aumento de 10,0%, influenciado pela aquisição da RGE Sul. Desconsiderando o efeito dessa aquisição, teríamos uma redução de 2,2%, ainda refletindo a baixa atividade econômica em comparação com o 1T16. Vale ressaltar que um grande cliente do setor siderúrgico na área da CPFL Piratininga reduziu o consumo em 50,1% na comparação com o 1T16; isso representa 1,9% dos 2,2% de redução. Assim, a CPFL Piratininga registrou uma redução de 7,3% (117 GWh) nessa classe (ou uma redução de 1,3% desconsiderando este cliente). A CPFL Paulista registrou uma redução de 0,6% (14 GWh) e a RGE teve um aumento de 3,7% (28 GWh).

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



Nota: Entre parênteses, a variação em pontos percentuais do 1T16 para o 1T17.

### 2.1.2) Vendas no Mercado Cativo

Vendas no Mercado Cativo - GWh			
	1T17	1T16	Var.
Residencial	5.129	4.265	20,2%
Industrial	1.631	1.849	-11,8%
Comercial	2.442	2.347	4,1%
Outros	2.902	2.107	37,7%
<b>Total</b>	<b>12.103</b>	<b>10.568</b>	<b>14,5%</b>

Vendas no Mercado Cativo (sem RGE Sul) - GWh			
	1T17	1T16	Var.
Residencial	4.328	4.265	1,5%
Industrial	1.417	1.849	-23,4%
Comercial	2.103	2.347	-10,4%
Outros	2.160	2.107	2,5%
<b>Total</b>	<b>10.009</b>	<b>10.568</b>	<b>-5,3%</b>

Nota: As tabelas de vendas no mercado cativo por distribuidora estão anexas a este relatório, no item 11.11.

O aumento de 14,5% (1.535 GWh) nas vendas para o mercado cativo, de 10.568 GWh no 1T16 para 12.103 GWh no 1T17, foi influenciado pela aquisição da RGE Sul. Desconsiderando o efeito dessa aquisição, as vendas para o mercado cativo totalizariam 10.009 GWh no 1T17, representando uma redução de 5,3% (559 GWh), decorrente principalmente do desempenho das classes industrial e comercial, ainda refletindo a baixa atividade econômica e a migração para o mercado livre, como explicado anteriormente.

### 2.1.3) Cliente Livre (consumo dos clientes livres)

Cliente Livre - GWh			
	1T17	1T16	Var.
Industrial	4.032	3.297	22,3%
Comercial	502	238	110,6%
Outros	77	44	77,5%
<b>Total</b>	<b>4.611</b>	<b>3.579</b>	<b>28,8%</b>

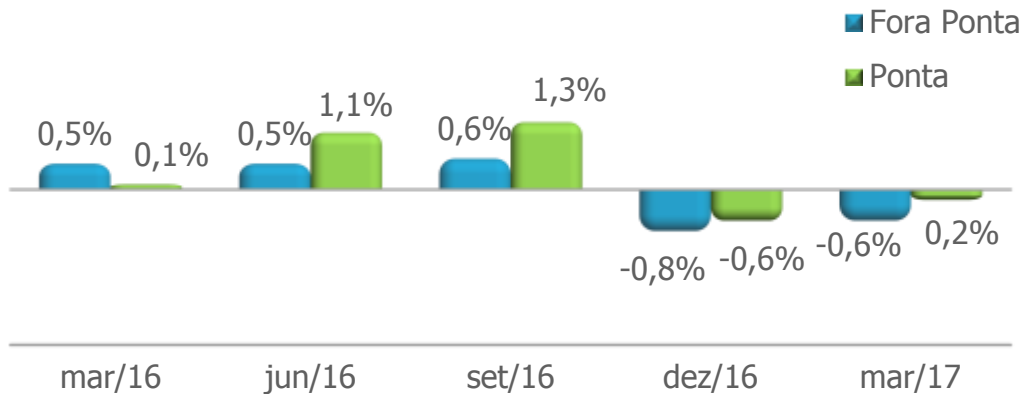
Cliente Livre (sem RGE Sul) - GWh			
	1T17	1T16	Var.
Industrial	3.618	3.297	9,7%
Comercial	463	238	94,5%
Outros	77	44	75,4%
<b>Total</b>	<b>4.157</b>	<b>3.579</b>	<b>16,1%</b>

Cliente Livre por Distribuidora - GWh			
	1T17	1T16	Var.
CPFL Paulista	2.177	1.845	18,0%
CPFL Piratininga	1.335	1.219	9,5%
RGE	534	432	23,5%
CPFL Santa Cruz	28	12	130,8%
CPFL Jaguari	42	27	57,2%
CPFL Mococa	7	7	-7,2%
CPFL Leste Paulista	14	14	4,7%
CPFL Sul Paulista	20	23	-10,9%
RGE Sul (*)	454	-	-
<b>Total</b>	<b>4.611</b>	<b>3.579</b>	<b>28,8%</b>

Nota: (\*) Considera a quantidade de energia faturada por meio da TUSD do 1T17.

## 2.2) Demanda Contratada (% - alta tensão)

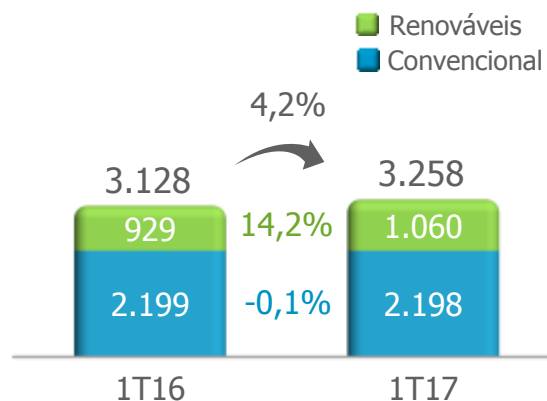
Evolução da Demanda Contratada | % em relação ao mesmo mês do ano anterior



## 2.3) Capacidade Instalada da Geração

No 1T17, 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 4,2% em relação ao 1T16. 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 março de 2017 e de 2016, 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	4.324	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	1.702	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	1.466	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	1.324	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	210	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, 3 PCHs (a)	1.295	678
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 10.4.2	Vide item 10.4.2	Vide item 10.4.2	Vide item 10.4.2
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	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%

Prestação de serviços	Tipo de Sociedade	Atividade preponderante	Participação Societária
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 Transmissão 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 março de 2017, 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 março de 2017, 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 dos resultados do 4T16/2016, a fim de evitar a divulgação de medidas *non-GAAP*, passamos 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 continuamos apresentando as informações no critério dos *covenants* financeiros, considerando que a devida conciliação com os números no critério do IFRS estão apresentadas no item 11.12 deste relatório.

## 4) DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO

DRE Consolidado - CPFL ENERGIA (R\$ Milhões)			
	1T17	1T16	Var.
<b>Receita Operacional Bruta</b>	8.730	7.586	15,1%
<b>Receita Operacional Líquida</b>	<b>5.539</b>	<b>4.337</b>	<b>27,7%</b>
Custo com Energia Elétrica	(3.221)	(2.528)	27,4%
Custos e Despesas Operacionais	(1.579)	(1.146)	37,8%
Resultado do Serviço	739	663	11,5%
<b>EBITDA<sup>1</sup></b>	<b>1.196</b>	<b>1.035</b>	<b>15,6%</b>
Resultado Financeiro	(436)	(319)	36,7%
Lucro Antes da Tributação	383	408	-6,0%
<b>Lucro Líquido</b>	<b>232</b>	<b>232</b>	<b>-0,1%</b>

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
<b>1T17</b>								
Receita operacional líquida	4.462	257	387	621	103	43	(335)	5.539
Custos e despesas operacionais	(3.837)	(47)	(151)	(580)	(86)	(58)	335	(4.423)
Depreciação e amortização	(189)	(31)	(151)	(1)	(4)	(1)	-	(376)
<b>Resultado do serviço</b>	<b>437</b>	<b>179</b>	<b>86</b>	<b>40</b>	<b>13</b>	<b>(15)</b>	-	<b>739</b>
Equivalência patrimonial	-	80	-	-	-	-	-	80
<b>EBITDA</b>	<b>626</b>	<b>290</b>	<b>236</b>	<b>41</b>	<b>18</b>	<b>(15)</b>	-	<b>1.196</b>
Resultado financeiro	(182)	(100)	(124)	(13)	1	(19)	-	(436)
Lucro (prejuízo) antes dos impostos	256	159	(38)	27	15	(35)	-	383
Imposto de renda e contribuição social	(105)	(27)	(12)	(10)	(4)	7	-	(151)
<b>Lucro (prejuízo) líquido</b>	<b>150</b>	<b>132</b>	<b>(50)</b>	<b>17</b>	<b>11</b>	<b>(27)</b>	-	<b>232</b>
<b>1T16 (Reapresentado)</b>								
Receita operacional líquida	3.527	237	291	432	85	9	(243)	4.337
Custos e despesas operacionais	(2.936)	(51)	(123)	(415)	(68)	(16)	243	(3.366)
Depreciação e amortização	(139)	(31)	(133)	(1)	(3)	(1)	-	(308)
<b>Resultado do serviço</b>	<b>452</b>	<b>155</b>	<b>34</b>	<b>16</b>	<b>14</b>	<b>(8)</b>	-	<b>663</b>
Equivalência patrimonial	-	63	-	-	-	-	-	63
<b>EBITDA</b>	<b>591</b>	<b>249</b>	<b>168</b>	<b>17</b>	<b>18</b>	<b>(7)</b>	-	<b>1.035</b>
Resultado financeiro	(91)	(84)	(134)	4	1	(15)	-	(319)
Lucro (prejuízo) antes dos impostos	361	134	(100)	19	15	(23)	-	408
Imposto de renda e contribuição social	(139)	(25)	(7)	(6)	(5)	6	-	(175)
<b>Lucro (prejuízo) líquido</b>	<b>222</b>	<b>110</b>	<b>(107)</b>	<b>14</b>	<b>10</b>	<b>(16)</b>	-	<b>232</b>
<b>Variação</b>								
Receita operacional líquida	26,5%	8,6%	33,2%	43,8%	21,0%	404,4%	37,7%	27,7%
Custos e despesas operacionais	30,7%	-8,2%	22,6%	39,8%	26,2%	268,7%	37,7%	31,4%
Depreciação e amortização	35,7%	-0,4%	13,2%	-6,4%	45,5%	13,3%	-	22,2%
<b>Resultado do serviço</b>	<b>-3,2%</b>	<b>16,0%</b>	<b>148,8%</b>	<b>150,9%</b>	<b>-8,5%</b>	<b>95,2%</b>	-	<b>11,5%</b>
Equivalência patrimonial	-	25,6%	-	-	-	-	-	25,6%
<b>EBITDA</b>	<b>5,9%</b>	<b>16,4%</b>	<b>41,0%</b>	<b>141,8%</b>	<b>0,8%</b>	<b>104,9%</b>	-	<b>15,6%</b>
Resultado financeiro	99,6%	19,5%	-7,8%	-	75,6%	30,9%	-	36,7%
Lucro (prejuízo) antes dos impostos	-29,2%	18,3%	-61,9%	36,9%	-4,3%	53,5%	-	-6,0%
Imposto de renda e contribuição social	-24,1%	10,4%	68,2%	68,9%	-18,9%	22,2%	-	-13,8%
<b>Lucro (prejuízo) líquido</b>	<b>-32,3%</b>	<b>20,1%</b>	<b>-53,1%</b>	<b>23,5%</b>	<b>2,5%</b>	<b>65,1%</b>	-	<b>-0,1%</b>

Nota: uma análise do desempenho econômico-financeiro por segmento de negócio é apresentada no capítulo 10.

## 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 do 1T16.

## 4.3) Ativos e Passivos Financeiros Setoriais

No 1T17, foi contabilizado um total de **passivos financeiros setoriais** no montante de R\$ 565 milhões, comparado a um total de **passivos financeiros setoriais** no montante de R\$ 732 milhões no 1T16, uma redução de 22,8% (R\$ 167 milhões).

Em 31 de março de 2017, o saldo destes ativos e passivos financeiros setoriais era negativo em R\$ 1.525 milhões, comparado a um saldo negativo de R\$ 915 milhões em 31 de dezembro de 2016 e um saldo positivo de R\$ 707 milhões em 31 de março de 2016.

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 1T17, a receita operacional bruta atingiu R\$ 8.730 milhões, representando um aumento de 15,1% (R\$ 1.145 milhões). As deduções da receita operacional bruta foram de R\$ 3.192 milhões no 1T17, representando uma redução de 1,8% (R\$ 57 milhões). A receita operacional líquida atingiu R\$ 5.539 milhões no 1T17, registrando um aumento de 27,7% (R\$ 1.202 milhões).

Os principais fatores que afetaram a receita operacional líquida foram:

- Aumento de receita no segmento de Distribuição, no montante de R\$ 935 milhões, devido principalmente à aquisição da RGE Sul (para maiores detalhes, vide item 10.1.1.2);
- Aumento de receita no segmento de Comercialização, no montante de R\$ 189 milhões;
- Aumento de receita na CPFL Renováveis, no montante de R\$ 97 milhões;
- Aumento de receita em Outros, no montante de R\$ 35 milhões;
- Aumento de receita no segmento de Geração Convencional, no montante de R\$ 20 milhões;
- Aumento de receita no segmento de Serviços, no montante de R\$ 18 milhões;

Parcialmente compensados por:

- Redução de R\$ 92 milhões, devido a eliminações.

## 4.5) Custo com Energia Elétrica

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

No 1T17, 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\$ 3.221 milhões, registrando um aumento de 27,4% (R\$ 693 milhões).

Os fatores que explicam essas variações seguem abaixo:

- O custo da energia comprada para revenda atingiu R\$ 3.018 milhões no 1T17, um aumento de 39,4% (R\$ 852 milhões), devido aos seguintes fatores:
  - (i) Impacto da inclusão da RGE Sul na nossa consolidação no 1T17. O custo total da energia comprada para revenda com relação à RGE Sul (que não era incluída na nossa consolidação no 1T16) totalizou R\$ 419 milhões no 1T17;
  - (ii) Aumento de 27,1% (R\$ 496 milhões) no custo com energia adquirida no ambiente regulado e contratos bilaterais, devido aos aumentos de 10,8% no preço médio de compra (R\$ 170,98/MWh no 1T17 vs. R\$ 154,37/MWh no 1T16) e de 14,8% (1.750 GWh) na quantidade de energia comprada;
  - (iii) Aumento da compra de energia no mercado de curto prazo/custo com PROINFA (R\$ 63 milhões);

Parcialmente compensados por:

- (iv) Redução de 15,2% (R\$ 83 milhões) no custo com energia de Itaipu, devido às reduções de 11,9% no preço médio de compra (R\$ 191,38/MWh no 1T17 vs. R\$ 217,28/MWh no 1T16) e de 3,8% (94 GWh) na quantidade de energia comprada;
  - (v) Aumento de 19,3% (R\$ 42 milhões) nos créditos de PIS/Cofins (reductor de custo), gerados a partir da compra de energia.
- Os encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição foram de R\$ 202 milhões no 1T17, uma redução de 44,1% (R\$ 160 milhões), devido aos seguintes fatores:
    - (i) Variação de R\$ 198 milhões nos Encargos de Serviço de Sistema – ESS, passando de uma despesa de R\$ 127 milhões no 1T16 para uma receita de R\$ 71 milhões no 1T17;
    - (ii) Variação de R\$ 31 milhões nos Encargos de Energia de Reserva – EER, uma vez que não houve registro desse encargo no 1T17 e houve um recebimento de recursos financeiros da Conta de Energia de Reserva (CONER) no valor de R\$ 31 milhões no 1T16;

Parcialmente compensados por:

- (iii) Impacto da inclusão da RGE Sul na nossa consolidação no 1T17. Os encargos totais de uso do sistema de transmissão e distribuição com relação à RGE Sul (que não era incluída na nossa consolidação no 1T16) totalizaram R\$ 38 milhões no 1T17;
- (iv) Aumento de R\$ 10 milhões nos encargos da rede básica, de conexão e de uso do sistema de distribuição;
- (v) Redução de 59,4% (R\$ 21 milhões) nos créditos de PIS/Cofins (reductor 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\$ 1.579 milhões no 1T17, comparado a R\$ 1.146 milhões no 1T16, um aumento de 37,8% (R\$ 433 milhões), decorrente dos seguintes fatores:

### PMSO

PMSO atingiu R\$ 759 milhões no 1T17, um aumento de 25,1% (R\$ 152 milhões), comparado a R\$ 607 milhões no 1T16.

PMSO Reportado (R\$ milhões)				
	1T17	1T16	Variação	
			R\$ MM	%
<b>PMSO Reportado</b>				
Pessoal	(332,5)	(245,0)	(87,5)	35,7%
Material	(55,1)	(39,8)	(15,3)	38,5%
Serviços de Terceiros	(185,3)	(149,2)	(36,0)	24,1%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(185,9)	(172,7)	(13,2)	7,7%
<i>PDD</i>	<i>(46,7)</i>	<i>(46,1)</i>	<i>(0,6)</i>	<i>1,4%</i>
<i>Despesas Legais e Judiciais</i>	<i>(55,1)</i>	<i>(59,6)</i>	<i>4,4</i>	<i>-7,5%</i>
<i>Outros</i>	<i>(84,1)</i>	<i>(67,1)</i>	<i>(17,0)</i>	<i>25,4%</i>
<b>Total PMSO Reportado (IFRS) - A</b>	<b>(758,8)</b>	<b>(606,7)</b>	<b>(152,1)</b>	<b>25,1%</b>
<b>PMSO RGE Sul</b>				
Pessoal	(41,5)			
Material	(8,7)			
Serviços de Terceiros	(31,1)			
Outros Custos/Despesas Operacionais	(23,2)			
<i>PDD</i>	<i>(8,0)</i>			
<i>Despesas Legais e Judiciais</i>	<i>(1,7)</i>			
<i>Outros</i>	<i>(13,5)</i>			
<b>Total PMSO RGE Sul - B</b>	<b>(104,6)</b>			
<b>PMSO sem RGE Sul</b>				
Pessoal	(291,0)	(245,0)	(46,0)	18,8%
Material	(46,4)	(39,8)	(6,6)	16,6%
Serviços de Terceiros	(154,1)	(149,2)	(4,9)	3,3%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(162,7)	(172,7)	10,0	-5,8%
<i>PDD</i>	<i>(38,7)</i>	<i>(46,1)</i>	<i>7,4</i>	<i>-16,0%</i>
<i>Despesas Legais e Judiciais</i>	<i>(53,4)</i>	<i>(59,6)</i>	<i>6,1</i>	<i>-10,3%</i>
<i>Outros</i>	<i>(70,6)</i>	<i>(67,1)</i>	<i>(3,6)</i>	<i>5,3%</i>
<b>Total PMSO - (A) - (B)</b>	<b>(654,2)</b>	<b>(606,7)</b>	<b>(47,5)</b>	<b>7,8%</b>

- (i) **Pessoal** - aumento de 35,7% (R\$ 88 milhões), devido principalmente a:
- ✓ Aquisição da RGE Sul (R\$ 41 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);
  - ✓ Outros efeitos (R\$ 14 milhões);
- (ii) **Material** - aumento de 38,5% (R\$ 15 milhões), devido principalmente a:
- ✓ Aquisição da RGE Sul (R\$ 9 milhões);
  - ✓ Aumento no segmento de Serviços (R\$ 3 milhões);
  - ✓ Aumento no segmento de Distribuição (R\$ 3 milhões);
- (iii) **Serviços de terceiros** - aumento de 24,1% (R\$ 36 milhões), devido principalmente pela aquisição da RGE Sul (R\$ 31 milhões) e outros efeitos (R\$ 5 milhões);
- (iv) **Outros custos/despesas operacionais** – aumento de 7,7% (R\$ 13 milhões), devido principalmente aos seguintes fatores:
- ✓ Aquisição da RGE Sul (R\$ 23 milhões);
  - ✓ Aumento com despesas de taxa de arrecadação (R\$ 4 milhões);
  - ✓ Baixa de ativos (R\$ 3 milhões);
  - ✓ Amortização do prêmio de risco hidrológico - GSF no segmento de Geração Convencional/Renováveis (R\$ 2 milhões);
  - ✓ Aumento das despesas com ações de cobrança (R\$ 2 milhões);
- Tais efeitos foram parcialmente compensados por:
- ✓ Redução na provisão para devedores duvidosos (R\$ 7 milhões);
  - ✓ Redução de 10,3% nas despesas legais e judiciais (R\$ 6 milhões);
  - ✓ Redução de 18,3% com arrendamentos e aluguéis (R\$ 2 milhões);
  - ✓ Redução de multas regulatórias – DIC, FIC, DMIC e DICRI (R\$ 1 milhão);
  - ✓ Outros efeitos (R\$ 5 milhões).

### Demais custos e despesas operacionais

Os demais custos e despesas operacionais atingiram R\$ 820 milhões no 1T17, comparado a R\$ 539 milhões no 1T16, registrando um aumento de 52,1% (R\$ 281 milhões), devido aos seguintes fatores:

- Aquisição da **RGE Sul** (R\$ 133 milhões);
- Aumento de 91,0% (R\$ 113 milhões) no **custo com construção da infraestrutura da concessão**;
- Aumento de 87,0% (R\$ 12 milhões) no item **Entidade de Previdência Privada**, devido à atualização do laudo atuarial;



- Aumento de 9,1% (R\$ 22 milhões) no item **Depreciação e Amortização**;
- Aumento de 1,3% (R\$ 1 milhão) no item **Amortização do Intangível da Concessão**.

#### 4.7) EBITDA

No 1T17, o **EBITDA** atingiu R\$ 1.196 milhões, registrando um aumento de 15,6% (R\$ 161 milhões).

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

Conciliação do EBITDA e Lucro Líquido (R\$ milhões)			
	1T17	1T16	Var.
<b>Lucro Líquido</b>	<b>232</b>	<b>232</b>	<b>-0,1%</b>
Depreciação e Amortização	377	308	
Resultado Financeiro	436	319	
Imposto de Renda / Contribuição Social	151	175	
<b>EBITDA</b>	<b>1.196</b>	<b>1.035</b>	<b>15,6%</b>

#### 4.8) Resultado Financeiro

Resultado Financeiro (R\$ Milhões)			
	1T17	1T16	Var.
<b>Receitas</b>			
Rendas de Aplicações Financeiras	160	132	20,9%
Acréscimos e Multas Moratórias	73	57	28,1%
Atualização de Créditos Fiscais	3	3	0,7%
Atualização de Depósitos Judiciais	13	9	52,8%
Atualizações Monetárias e Cambiais	30	55	-44,4%
Deságio na Aquisição de Crédito de ICMS	3	7	-55,9%
Atualização do Ativo Financeiro Setorial	-	49	-
PIS e COFINS - sobre Outras Receitas Financeiras	(15)	(21)	-30,7%
Outros	13	22	-42,7%
<b>Total</b>	<b>281</b>	<b>312</b>	<b>-10,1%</b>
<b>Despesas</b>			
Encargos de Dívidas	(485)	(431)	12,7%
Atualizações Monetárias e Cambiais	(184)	(153)	20,2%
(-) Juros Capitalizados	24	13	88,8%
Atualização do Passivo Financeiro Setorial	(27)	(2)	1431,0%
Uso do Bem Público - UBP	(3)	(4)	-13,0%
Outros	(42)	(55)	-24,4%
<b>Total</b>	<b>(717)</b>	<b>(631)</b>	<b>13,5%</b>
<b>Resultado Financeiro</b>	<b>(436)</b>	<b>(319)</b>	<b>36,7%</b>

Resultado Financeiro (sem RGE Sul) (R\$ Milhões)			
	1T17	1T16	Var.
<b>Receitas</b>			
Rendas de Aplicações Financeiras	155	132	17,0%
Acréscimos e Multas Moratórias	56	57	-1,7%
Atualização de Créditos Fiscais	3	3	0,7%
Atualização de Depósitos Judiciais	12	9	43,4%
Atualizações Monetárias e Cambiais	31	55	-43,3%
Deságio na Aquisição de Crédito de ICMS	3	7	-55,9%
Atualização do Ativo Financeiro Setorial	-	49	-
PIS e COFINS - sobre Outras Receitas Financeiras	(13)	(21)	-38,1%
Outros	12	22	-46,7%
<b>Total</b>	<b>259</b>	<b>312</b>	<b>-17,1%</b>
<b>Despesas</b>			
Encargos de Dívidas	(443)	(431)	2,9%
Atualizações Monetárias e Cambiais	(180)	(153)	18,1%
(-) Juros Capitalizados	23	13	82,5%
Atualização do Passivo Financeiro Setorial	(26)	(2)	1368,3%
Uso do Bem Público - UBP	(3)	(4)	-13,0%
Outros	(37)	(55)	-31,8%
<b>Total</b>	<b>(667)</b>	<b>(631)</b>	<b>5,7%</b>
<b>Resultado Financeiro</b>	<b>(408)</b>	<b>(319)</b>	<b>28,0%</b>

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

No 1T17, a **despesa financeira líquida** foi de R\$ 436 milhões, um aumento de 36,7% (R\$ 117 milhões) em comparação à despesa financeira líquida de R\$ 319 milhões, registrada no 1T16.

Os itens que explicam essa variação do Resultado Financeiro são:

- Receitas Financeiras: redução de 10,1% (R\$ 32 milhões), passando de R\$ 312 milhões no 1T16 para R\$ 281 milhões no 1T17, devido principalmente aos seguintes fatores:
  - (i) Variação de R\$ 49 milhões na **atualização do ativo financeiro setorial**, uma vez que não havia saldo a atualizar no 1T17 e houve uma receita no montante de R\$ 49 milhões no 1T16;
  - (ii) Redução de 43,3% (R\$ 24 milhões) nas **atualizações monetárias e cambiais**, devido:
    - (a) à redução de R\$ 13 milhões no ganho com derivativo *zero-cost collar*<sup>1</sup>; (b) à redução de R\$ 8 milhões nas receitas de multas, juros e atualização monetária relativas aos parcelamentos efetuados com consumidores; e (c) à redução de R\$ 3

<sup>1</sup> 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.

milhões na atualização do saldo dos subsídios tarifários, conforme determinação da ANEEL;

- (iii) Redução de 46,7% (R\$ 10 milhões) em **outras receitas financeiras**;
- (iv) Redução de 55,9% (R\$ 4 milhões) no **deságio na aquisição de crédito de ICMS**;
- (v) Redução de 1,7% (R\$ 1 milhão) em **acréscimos e multas moratórias**;

Parcialmente compensado por:

- (vi) Aumento de 17,0% (R\$ 23 milhões) nas **rendas de aplicações financeiras**, devido principalmente ao aumento no saldo médio de aplicações;
- (vii) Impacto da inclusão da **RGE Sul** na nossa consolidação no 1T17. A receita financeira total com relação à RGE Sul (que não era incluída na nossa consolidação em 1T16) totalizou R\$ 22 milhões no 1T17;
- (viii) Redução de 38,1% (R\$ 8 milhões) no **PIS e COFINS sobre Outras Receitas Financeiras** (reduzidor de receita);
- (ix) Aumento de 43,4% (R\$ 4 milhões) na **atualização de depósitos judiciais**.

- Despesas Financeiras: aumento de 13,5% (R\$ 85 milhões), passando de R\$ 631 milhões no 1T16 para R\$ 717 milhões no 1T17, devido principalmente aos seguintes fatores:

- (i) Impacto da inclusão da **RGE Sul** na nossa consolidação no 1T17. A despesa financeira total com relação à RGE Sul (que não era incluída na nossa consolidação em 1T16) totalizou R\$ 50 milhões no 1T17;
- (ii) Aumento de 18,1% (R\$ 28 milhões) nas **atualizações monetárias e cambiais**, devido:  
(a) ao efeito negativo da marcação a mercado – Lei 4.131 – efeito não caixa (R\$ 19 milhões); (b) ao aumento dos encargos de dívida em moeda estrangeira, com swap para CDI (R\$ 14 milhões), refletindo o aumento no estoque da dívida; parcialmente compensados pelo (c) efeito da variação cambial de Itaipu (R\$ 5 milhões);
- (iii) Aumento de R\$ 24 milhões na **atualização do passivo financeiro setorial**, passando de uma despesa de R\$ 2 milhões no 1T16 para uma despesa de R\$ 26 milhões no 1T17;
- (iv) Aumento de 2,9% (R\$ 12 milhões) dos **encargos de dívida em moeda local**, refletindo o aumento no estoque da dívida;

Parcialmente compensado por:

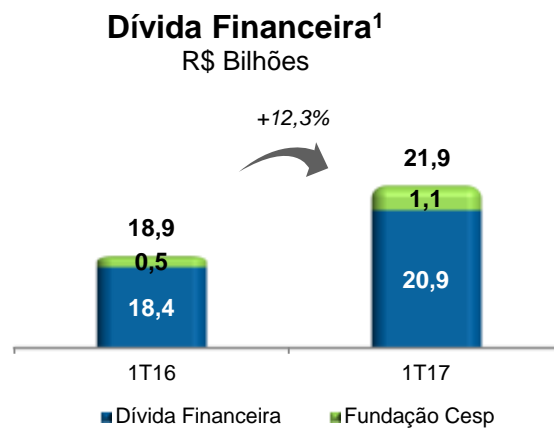
- (v) Redução de 31,8% (R\$ 17 milhões) em **outras despesas financeiras**;
- (vi) Aumento de 82,5% (R\$ 11 milhões) em **juros capitalizados** (reduzidor de despesa);
- (vii) Redução de 13,0% (R\$ 1 milhão) nas **despesas financeiras de UBP**.

#### 4.9) Lucro Líquido

No 1T17, o **lucro líquido** foi de R\$ 232 milhões, registrando uma redução de 0,1%.

## 5) ENDIVIDAMENTO

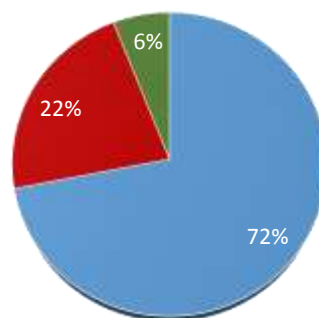
### 5.1) Dívida



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

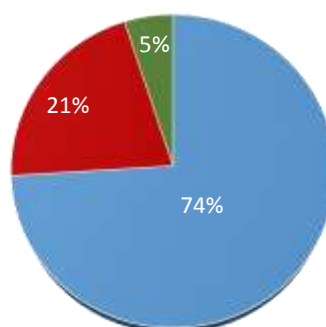
### Indexação Pós-Hedge<sup>1</sup> – 1T16 vs. 1T17

#### 1T16



■ CDI ■ TJLP ■ Prefixado

#### 1T17



■ CDI ■ TJLP ■ Prefixado

1) Para as dívidas atreladas à moeda estrangeira (24% do total no 1T17), são contratadas operações de *swap*, que convertem a indexação para CDI.

## Dívida Líquida em IFRS

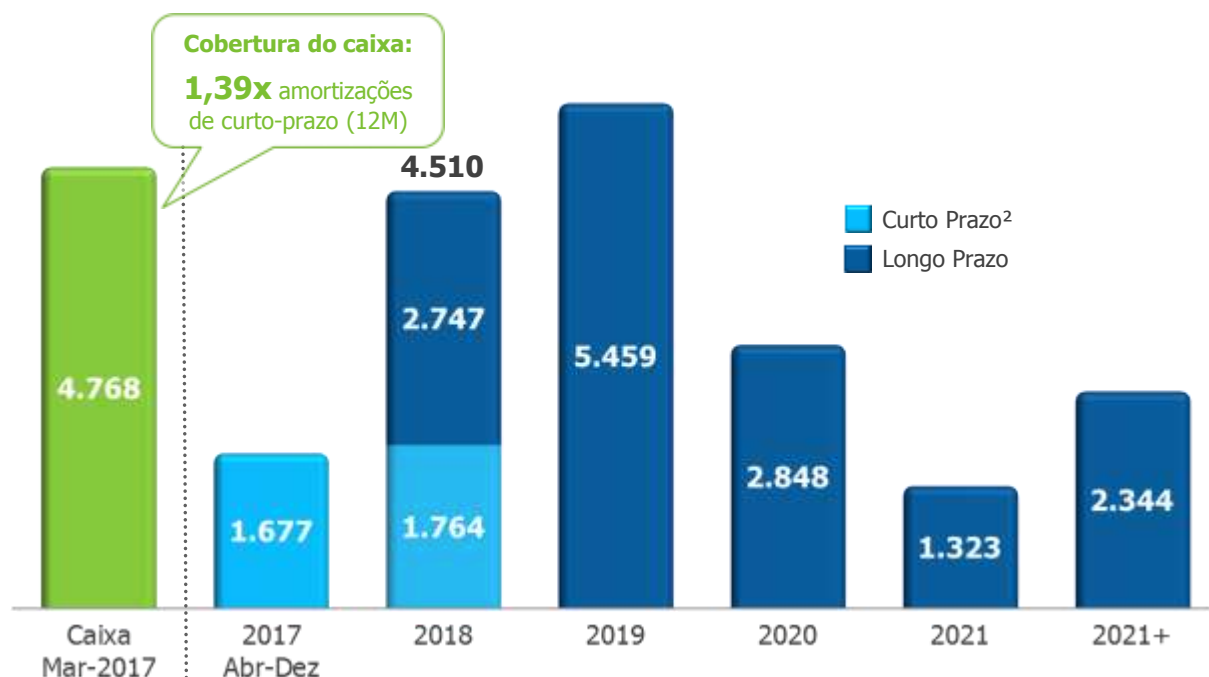
R\$ Milhões	1T17	1T16	Var. %
Dívida Financeira (incluindo <i>Hedge</i> )	(20.866)	(18.442)	13,1%
(+) Disponibilidades	4.878	4.406	10,7%
<b>(=) Dívida Líquida</b>	<b>(15.988)</b>	<b>(14.036)</b>	<b>13,9%</b>

## 5.2) Dívida no Critério dos *Covenants* Financeiros

### 5.2.1) Cronograma de Amortização da Dívida no Critério dos *Covenants* Financeiros

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 dos *Covenants* Financeiros (Mar/17)<sup>1</sup>



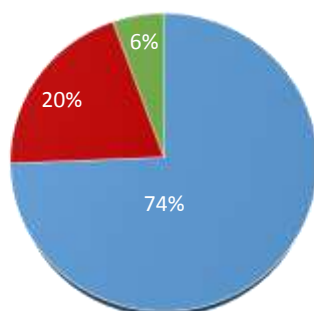
- 1) Considera apenas o principal da dívida de R\$ 18.162. Para se chegar ao valor da dívida no critério Covenant de R\$ 18.606 milhões, faz-se a exclusão dos encargos de R\$ 546 milhões do período e inclusão de outros ajustes no montante de R\$ 103 milhões;
- 2) Curto Prazo (Abr/17 – Mar/18) = R\$ 3.441 milhões.

A posição de caixa ao final do 1T17 possuía índice de cobertura de **1,39x** das amortizações dos próximos 12 meses, sendo suficiente para honrar todos os compromissos de amortização até o final do 1S18. O prazo médio de amortização, calculado a partir desse cronograma, é de **2,80** anos.

## 5.2.2) Indexação e Custo da Dívida no Critério dos *Covenants* Financeiros

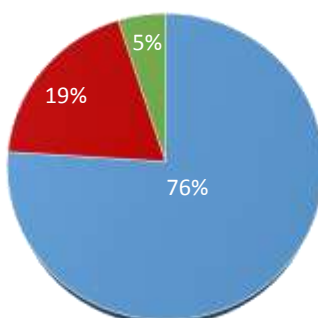
### Indexação<sup>1</sup> Pós-*Hedge*<sup>2</sup> no Critério dos *Covenants* Financeiros – 1T16 vs. 1T17

1T16



■ CDI ■ TJLP ■ Prefixado

1T17

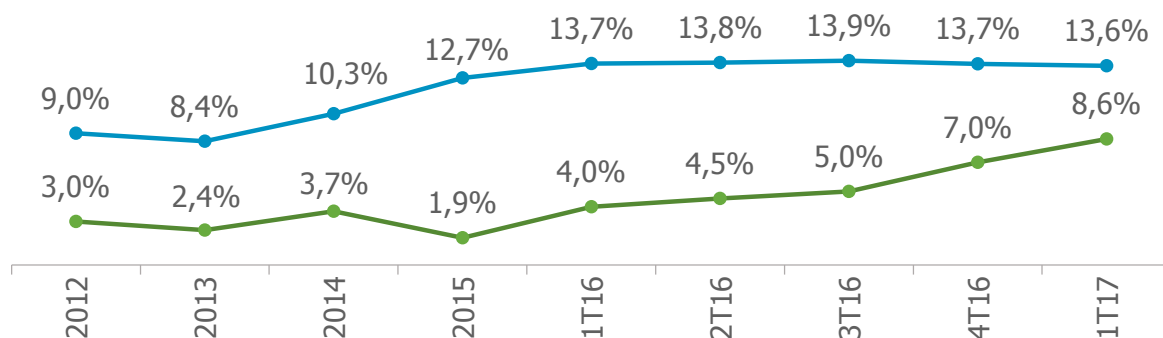


■ CDI ■ TJLP ■ Prefixado

1) Considerando a consolidação proporcional da CPFL Renováveis, CERAN, BAESA, ENERCAN, Foz do Chapecó e EPASA;

2) Para as dívidas atreladas à moeda estrangeira (24% do total), são contratadas operações de *swap*, que convertem a indexação para CDI. As dívidas atreladas à CDI passaram de 74% 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, além de emissões de debentures efetuadas pelas controladas RGE, CPFL Piratininga e CPFL Renováveis (controladora) no montante total de R\$ 786 milhões que foram liberados no 1T17.

### Custo da Dívida Bruta<sup>1</sup> no critério dos *Covenants* Financeiros – 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 dos *Covenants* Financeiros e Alavancagem

No 1T17, a Dívida Líquida *Covenant* atingiu **R\$ 13.837 milhões**, um aumento de **13,0%** em relação à posição de dívida líquida no final do 1T16, que era de **R\$ 12.241 milhões**.

O aumento da Dívida Líquida no 1T17, deve-se principalmente à aquisição da RGE Sul, que passou a ser consolidada em novembro de 2016.

<b>Critério Covenant - R\$ Milhões</b>	<b>1T17</b>	<b>1T16</b>	<b>Var.</b>
Dívida Financeira (incluindo <i>Hedge</i> ) <sup>1</sup>	(18.606)	(16.478)	12,9%
(+) Disponibilidades	4.768	4.237	12,5%
<b>(=) Dívida Líquida</b>	<b>(13.837)</b>	<b>(12.241)</b>	<b>13,0%</b>
EBITDA Gerencial <sup>2</sup>	4.192	3.577	17,2%
<b>Dívida Líquida / EBITDA</b>	<b>3,30x</b>	<b>3,42x</b>	<b>-0,20x</b>

1) Considera 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\$ 13.837 milhões** e o EBITDA ajustado dos últimos 12 meses atingiu **R\$ 4.192 milhões**, a relação Dívida Líquida ajustada / EBITDA ajustado ao final do 1T17 alcançou **3,30x**.

## 6) INVESTIMENTOS

### 6.1) Investimentos realizados

Investimentos (R\$ Milhões)			
Segmento	1T17	1T16	Var.
Distribuição	347	208	67,0%
Geração - Convencional	0	3	-89,7%
Geração - Renováveis	283	227	24,4%
Comercialização	0	1	-86,7%
Serviços e Outros <sup>1</sup>	13	7	80,6%
<b>Subtotal</b>	<b>643</b>	<b>446</b>	<b>44,2%</b>
Transmissão	38	3	1102,0%
<b>Total</b>	<b>681</b>	<b>449</b>	<b>51,6%</b>
Obrigações Especiais	64	44	46,8%

Nota:

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

No 1T17, foram realizados investimentos de R\$ 643 milhões, o que representa um aumento de 44,2% em relação ao 1T16. Complementarmente, houve um investimento de R\$ 38 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\$ 64 milhões em Obrigações Especiais no trimestre, entre outros itens financiados pelo consumidor.

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.

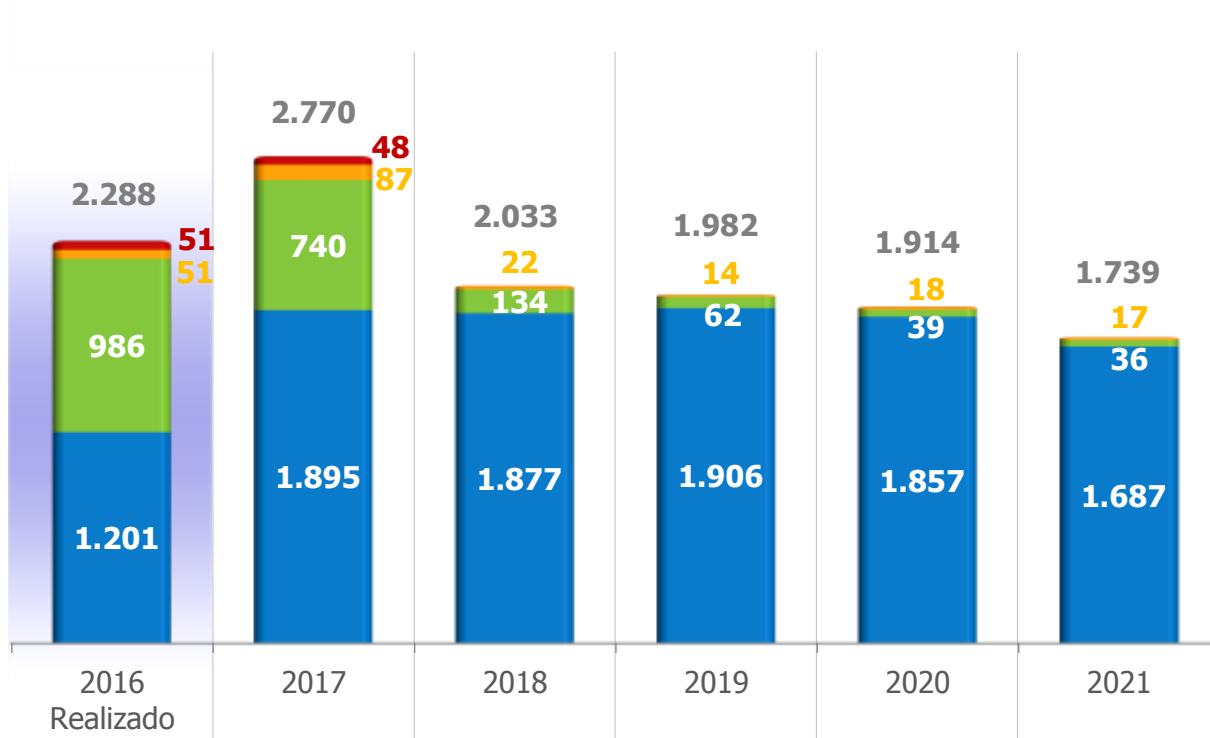
### 6.2) Investimentos projetados

Em 28 de abril de 2017, o Conselho de Administração da CPFL Energia aprovou a proposta da Diretoria Executiva para o Orçamento Anual de 2017 e Projeções Plurianuais 2018/2021 da Companhia, a qual foi previamente debatida com a Comissão de Orçamento e Finanças Corporativas. As projeções já incorporam os investimentos previstos para a RGE Sul.



**Projeção de Investimentos (R\$ milhões)<sup>1</sup>**

Total: R\$ 10.438 milhões  
 Distribuição<sup>2</sup>: R\$ 9.222 milhões  
 Geração<sup>3</sup>: R\$ 1.011 milhões  
 Comercialização & Serviços: R\$ 157 milhões  
 Transmissão: R\$ 48 milhões



Notas:

1) Moeda constante;

2) Não leva em consideração as Obrigações Especiais (dentre outros itens financiados pelos consumidores);

3) Convencional + Renováveis.

## 7) MERCADO DE CAPITAIS

### 7.1) Desempenho das Ações

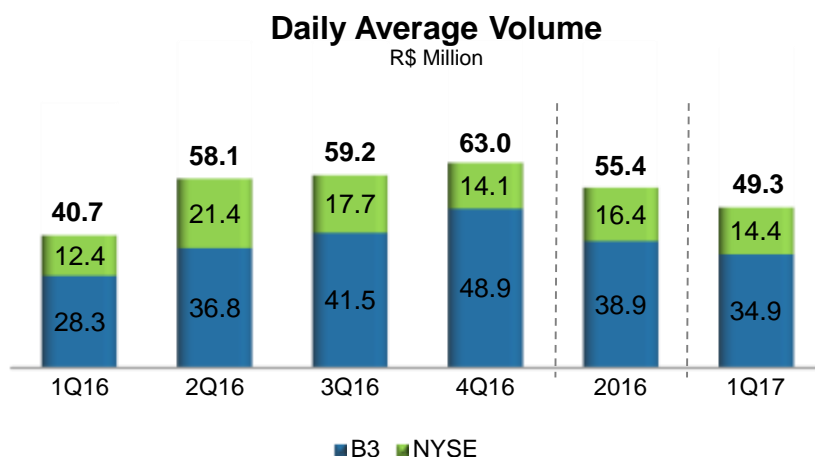
A CPFL Energia tem suas ações negociadas na B3 (Novo Mercado) e na New York Stock Exchange (NYSE) (ADR Nível III), segmentos com os mais elevados níveis de governança corporativa.

Data	B3			Data	NYSE		
	CPFE3	IEE	IBOV		CPL	DJBr20	Dow Jones
31/03/2016	R\$ 18,76	27.859	50.055	31/03/2016	\$ 10,69	14.334	17.685
31/12/2016	R\$ 24,99	36.108	60.227	31/12/2016	\$ 15,27	18.751	19.763
31/03/2017	R\$ 25,77	39.971	64.984	31/03/2017	\$ 16,39	21.073	20.663
<b>Var. Tri</b>	<b>3,1%</b>	<b>10,7%</b>	<b>7,9%</b>	<b>Var. Tri</b>	<b>7,3%</b>	<b>12,4%</b>	<b>4,6%</b>
<b>Var. 12M</b>	<b>37,4%</b>	<b>43,5%</b>	<b>29,8%</b>	<b>Var. 12M</b>	<b>53,3%</b>	<b>47,0%</b>	<b>16,8%</b>

Em 31 de março de 2017, as ações da CPFL Energia fecharam em R\$ 25,77 por ação na B3 e US\$ 16,39 por ADR na NYSE, o que representou uma variação no trimestre de 3,1% e 7,3%, respectivamente. Nos últimos 12 meses, a valorização da ação foi de 37,4% na B3 e do ADR de 53,3% na NYSE.

## 7.2) Volume Médio Diário

O volume médio diário de negociação no 1T17 foi de R\$ 49,3 milhões, sendo R\$ 34,9 milhões na B3 e R\$ 14,4 milhões na NYSE, representando um aumento de 21,1% em relação ao 1T16. O número de negócios realizados na B3, por sua vez, reduziu 60,4%, passando de uma média diária de 8.492 negócios, no 1T16, para 3.363 negócios, no 1T17.



Nota: Considera a somatória do volume médio diário na B3 e na NYSE.

## 8) 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. Nas Assembleias Gerais Ordinária e Extraordinária, ocorridas em 28 de abril de 2017, foram eleitos 7 conselheiros (sendo 2 membros 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.

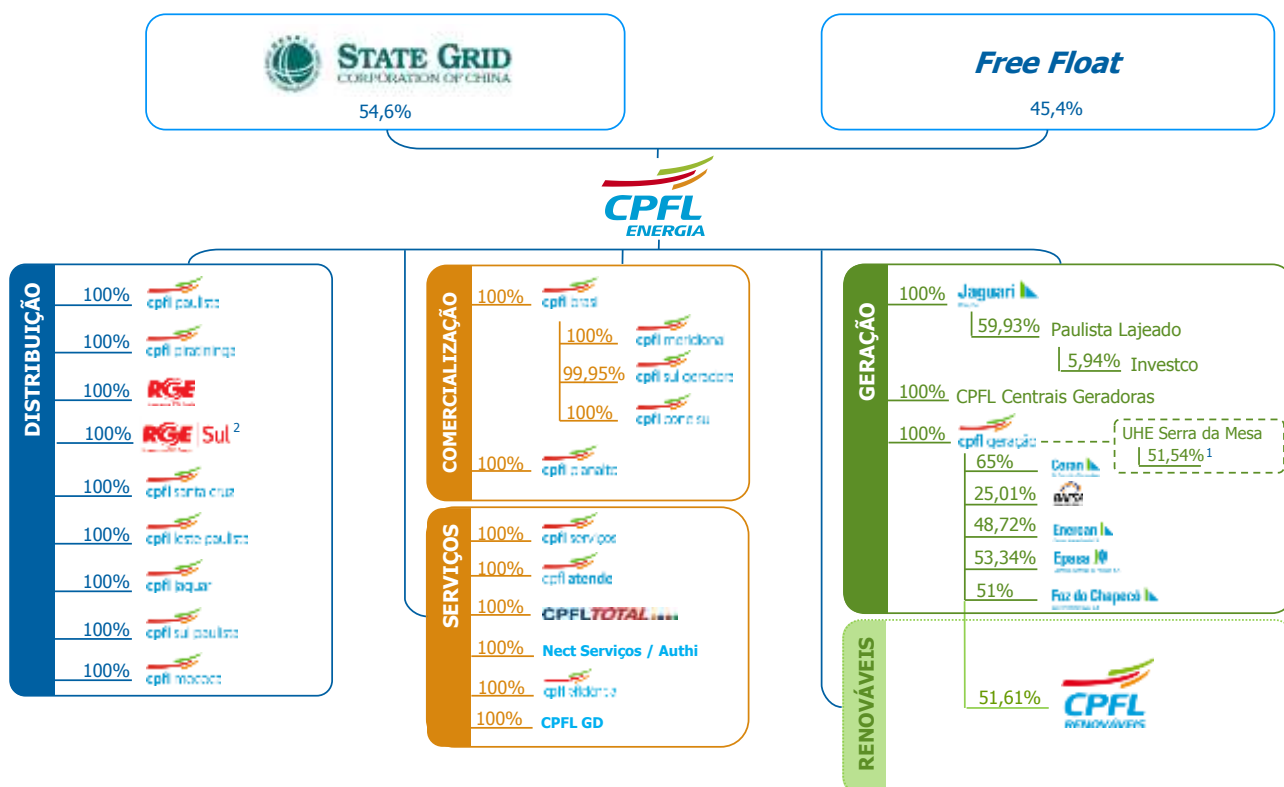
A Diretoria Executiva é composta por 1 Diretor Presidente e 6 Diretores Vice-presidentes, todos com mandato de 2 anos, com possibilidade de reeleição, cuja responsabilidade é a execução da estratégia da CPFL Energia e de suas sociedades controladas, que são definidas pelo Conselho em linha com as diretrizes 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. Nas Assembleias Gerais Ordinária e Extraordinária, ocorridas em 28 de abril de 2017, entre as modificações no Estatuto Social, que foram aprovadas, está a alteração do artigo 18, que altera o número de membros da Diretoria Executiva, cria o cargo de Diretor Presidente Delegado e modifica a nomenclatura de alguns dos cargos da Diretoria Executiva.

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. Nas Assembleias Gerais Ordinária e Extraordinária, ocorridas em 28 de abril de 2017, foram eleitos 3 conselheiros efetivos e 3 conselheiros suplentes.

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

## 9) ESTRUTURA SOCIETÁRIA

A CPFL Energia atua como holding, participando no capital de outras sociedades. 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: 31/03/2017

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.

## 9.1) Lançamento da Envo

Em 3 de maio de 2017, a CPFL Energia divulgou, por meio de Comunicado ao Mercado, que, naquela data, estava criando uma nova empresa, a **Envo**, voltada para a atuação no mercado de geração distribuída solar para residências e clientes comerciais e industriais de pequeno porte. A Envo amplia o portfólio de produtos e serviços energéticos oferecido pelo Grupo CPFL aos seus consumidores e consolida a estratégia de crescimento focada em negócios sustentáveis e energia renovável. Neste primeiro momento, os esforços de venda e o foco inicial de atuação da Envo serão as cidades da região de Campinas, Sorocaba, Jundiaí e arredores. Com isso, o serviço estará disponível para os municípios do interior paulista, como Jundiaí, Sorocaba, Vinhedo, Hortolândia, Indaiatuba, Valinhos, Paulínia, Americana, Itatiba, Jaguariúna, Piracicaba, Sumaré e Pedreira, além de Campinas e outras regiões. A companhia tem planos para se expandir em outras localidades do Estado. A CPFL Energia acredita que a geração distribuída solar é um dos mercados mais promissores do setor elétrico brasileiro e a aposta neste segmento está em linha com os esforços do Grupo CPFL em desenvolver novos negócios voltados para a economia de baixo carbono, como investimentos em energia renovável, eficiência energética e a digitalização da rede elétrica, além das pesquisas na área de mobilidade elétrica e armazenamento. O modelo de negócio prevê que a companhia seja responsável por todas as etapas de um projeto para o cliente. A Envo atuará desde a concepção técnica (avaliando itens como consumo de energia, condições estruturais do imóvel, níveis de irradiação solar e de sombreamento no local), passando pela revenda e instalação da solução completa, até a homologação do consumidor junto à distribuidora, intermediando, ainda, o processo de instalação do medidor digital. Mais informações podem ser encontradas no site da Envo ([www.envo.com.br](http://www.envo.com.br)).

## 10) DESEMPENHO DOS SEGMENTOS DE NEGÓCIO

### 10.1) Segmento de Distribuição

#### 10.1.1) Desempenho Econômico-Financeiro

DRE Consolidado - Distribuição (Pro-forma - R\$ Milhões)			
	1T17	1T16	Var.
<b>Receita Operacional Bruta</b>	7.536	6.686	<b>12,7%</b>
<b>Receita Operacional Líquida</b>	<b>4.462</b>	<b>3.527</b>	<b>26,5%</b>
Custo com Energia Elétrica	(2.810)	(2.225)	26,3%
Custos e Despesas Operacionais	(1.215)	(850)	43,0%
Resultado do Serviço	437	452	-3,2%
<b>EBITDA <sup>(1)</sup></b>	<b>626</b>	<b>591</b>	<b>5,9%</b>
Resultado Financeiro	(182)	(91)	99,6%
Lucro Antes da Tributação	256	361	-29,2%
<b>Lucro Líquido</b>	<b>150</b>	<b>222</b>	<b>-32,3%</b>

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.

#### 10.1.1.1) Reclassificação da Atualização 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, no final de 2016 a Companhia e suas Controladas alteraram sua política contábil anteriormente adotada por uma política contábil que melhor reflete o seu desempenho dos negócios, passando a contabilizar a atualização do ativo financeiro da concessão na linha de Receita Operacional.

#### 10.1.1.2) Ativos e Passivos Financeiros Setoriais

No 1T17, foi contabilizado um total de **passivos financeiros setoriais** no montante de R\$ 565 milhões, uma redução de 22,8% (R\$ 167 milhões) na comparação com o 1T16, quando foram contabilizados R\$ 732 milhões em **passivos financeiros setoriais**.

Em 31 de março de 2017, o saldo destes ativos e passivos financeiros setoriais era negativo em R\$ 1.525 milhões, comparado a um saldo negativo de R\$ 915 milhões em 31 de dezembro de 2016 e a um saldo positivo de R\$ 707 milhões em 31 de março de 2016.

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

### 10.1.1.3) Receita Operacional

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

No 1T17, a receita operacional bruta atingiu R\$ 7.536 milhões, um aumento de 12,7% (R\$ 850 milhões), devido aos seguintes fatores:

- Aquisição da RGE Sul (R\$ 1.344 milhões);
- Redução de 38,8% (R\$ 284 milhões) nos Passivos Financeiros Setoriais;
- Aumento de 24,4% (R\$ 62 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;
- Aumento de 37,8% (R\$ 53 milhões) em Energia Elétrica de Curto Prazo;
- Aumento de 3,3% (R\$ 2 milhões) em Outras Receitas e Rendas;
- Aumento de 37,0% (R\$ 79 milhões) na Receita de Construção de Infraestrutura de Concessão;

Parcialmente compensada por:

- Redução de 13,9% (R\$ 927 milhões) na receita com venda de energia (cativo + clientes livres), em decorrência de: (i) a adoção da bandeira verde nos meses de janeiro e fevereiro de 2017, comparada à aplicação da bandeira vermelha no mesmo período de 2016 (a bandeira amarela foi adotada no mês de março de 2016 e 2017); (ii) o reajuste tarifário médio negativo das distribuidoras no período entre 1T16 e 1T17 (destaque para redução média de 7,51% na RGE em junho/16 e de 24,21% na CPFL Piratininga em outubro/2016); e (iii) a estabilidade no volume de vendas na área de concessão (variação de +0,1%); e
- Redução de 53,3% (R\$ 47 milhões) na atualização do Ativo Financeiro da Concessão, devido a: (i) queda no índice de inflação (IPCA de 1,01% no 1T17 e de 2,64% no 1T16), 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)<sup>2</sup>.

As deduções da receita operacional bruta foram de R\$ 3.073 milhões no 1T17, representando uma queda de 2,7% (R\$ 85 milhões), devido às seguintes reduções:

- de 91,1% na contabilização das bandeiras tarifárias homologadas pela CCEE (R\$ 320 milhões);
- de 13,7% no ICMS (R\$ 180 milhões);
- de 15,4% na CDE (R\$ 130 milhões), devido à adoção de cotas de CDE Uso menores que em 2016, parcialmente compensada pelo aumento na CDE Energia e na CDE para cobrir os empréstimos da conta ACR;
- de 8,9% no PIS e Cofins (R\$ 53 milhões);

Parcialmente compensados pelos seguintes fatores:

- aquisição da RGE Sul (R\$ 577 milhões);
- aumento de 92,4% no PROINFA (R\$ 19 milhões); e

<sup>2</sup> 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.

- aumento de 4,2% no Programa de P&D e Eficiência Energética (R\$ 1 milhão).

A receita operacional líquida atingiu R\$ 4.462 milhões no 1T17, representando um aumento de 26,5% (R\$ 935 milhões).

#### 10.1.1.4 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\$ 2.810 milhões no 1T17, representando um aumento de 26,3% (R\$ 585 milhões):

- O **custo da energia comprada** para revenda atingiu R\$ 2.633 milhões no 1T17, o que representa um aumento de 39,9% (R\$ 751 milhões), devido aos seguintes fatores:

- (i) Aquisição da RGE Sul (R\$ 419 milhões);
- (ii) Aumento de 26,0% (R\$ 396 milhões) no custo com energia adquirida no ambiente regulado e **contratos bilaterais**, devido ao aumento de 5,4% (537 GWh) na quantidade de energia comprada e de 19,5% no preço médio de compra (de R\$ 153,97/MWh no 1T16 para R\$ 184,02 MWh no 1T17);
- (iii) Aumento de R\$ 53 milhões no custo com **energia de curto prazo e Proinfa**, decorrente principalmente do maior PLD médio (de R\$ 34,60/MWh no 1T16 para R\$ 155,37/MWh no 1T17, nos submercados Sudeste/Centro-Oeste e Sul), a despeito da redução do preço médio de compra do Proinfa (de R\$ 411,16/MWh no 1T16 para R\$ 264,07/MWh no 1T17) e da redução de 2,2% (5 GWh) na quantidade de energia comprada;

Parcialmente compensado por:

- (iv) Redução de 15,2% (R\$ 83 milhões) no custo com energia de **Itaipu**, decorrente da redução de 11,9% no preço médio de compra (de R\$ 217,28/MWh no 1T16 para R\$ 191,38/MWh no 1T17) e da redução de 3,8% (94 GWh) na quantidade de energia comprada; e
- (v) Redução de 17,6% (R\$ 34 milhões) nos **créditos de PIS e Cofins** (reduzidor de custo), gerados a partir da compra de energia.

- Os **encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição** atingiram R\$ 177 milhões no 1T17, o que representa uma redução de 48,3% (R\$ 166 milhões), devido aos seguintes fatores:

- (i) Variação de R\$ 198 milhões nos Encargos de Serviço de Sistema – **ESS**, passando de uma despesa de R\$ 127 milhões no 1T16 para uma receita de R\$ 71 milhões no 1T17;
- (ii) Variação de R\$ 31 milhões nos Encargos de Energia de Reserva – **EER**, uma vez que não houve registro desse encargo no 1T17 e houve um registro no valor de R\$ 31 milhões no 1T16;

Parcialmente compensados por:

- (iii) Aquisição da **RGE Sul** (R\$ 38 milhões);
- (iv) Redução de 59,3% (R\$ 21 milhões) nos **créditos de PIS e Cofins** (reduzidor de custo), gerados a partir dos encargos; e
- (v) Aumento de 1,9% (R\$ 4 milhões) nos **encargos de rede básica, conexão, uso do sistema de distribuição e transporte de Itaipu**.

#### 10.1.1.5) 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\$ 1.215 milhões no 1T17, comparado a R\$ 850 milhões no 1T16, um aumento de 43,0% (R\$ 365 milhões), decorrente dos seguintes fatores:

##### **PMSO**

O **PMSO** atingiu R\$ 619 milhões no 1T17, um aumento de 28,4% (R\$ 137 milhões), comparado a R\$ 482 milhões no 1T16. Desconsiderando-se a aquisição da RGE Sul, o PMSO teria alta de 6,7% (R\$ 32 milhões).



PMSO Reportado (R\$ milhões)				
	1T17	1T16	Variação	
			R\$ MM	%
<b>PMSO Reportado</b>				
Pessoal	(223,8)	(165,7)	(58,1)	35,0%
Material	(38,8)	(28,3)	(10,5)	37,1%
Serviços de Terceiros	(194,4)	(144,1)	(50,3)	34,9%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(162,3)	(144,3)	(18,0)	12,5%
<i>PDD</i>	<i>(47,0)</i>	<i>(45,4)</i>	<i>(1,6)</i>	<i>3,5%</i>
<i>Despesas Legais e Judiciais</i>	<i>(45,8)</i>	<i>(50,5)</i>	<i>4,7</i>	<i>-9,3%</i>
<i>Outros</i>	<i>(69,5)</i>	<i>(48,4)</i>	<i>(21,1)</i>	<i>43,5%</i>
<b>Total PMSO Reportado</b>	<b>(619,4)</b>	<b>(482,5)</b>	<b>(136,8)</b>	<b>28,4%</b>
<b>PMSO RGE Sul</b>				
Pessoal	(41,5)			
Material	(8,7)			
Serviços de Terceiros	(31,1)			
Outros Custos/Despesas Operacionais	(23,2)			
<i>PDD</i>	<i>(8,0)</i>			
<i>Despesas Legais e Judiciais</i>	<i>(1,7)</i>			
<i>Outros</i>	<i>(13,5)</i>			
<b>Total PMSO RGE Sul</b>	<b>(104,6)</b>			
<b>PMSO (-) RGE Sul</b>				
Pessoal	(182,3)	(165,7)	(16,5)	10,0%
Material	(30,1)	(28,3)	(1,8)	6,3%
Serviços de Terceiros	(163,3)	(144,1)	(19,2)	13,3%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(139,1)	(144,3)	5,2	-3,6%
<i>PDD</i>	<i>(39,0)</i>	<i>(45,4)</i>	<i>6,4</i>	<i>-14,2%</i>
<i>Despesas Legais e Judiciais</i>	<i>(44,1)</i>	<i>(50,5)</i>	<i>6,4</i>	<i>-12,7%</i>
<i>Outros</i>	<i>(56,0)</i>	<i>(48,4)</i>	<i>(7,6)</i>	<i>15,7%</i>
<b>Total PMSO (-) RGE Sul</b>	<b>(514,8)</b>	<b>(482,5)</b>	<b>(32,3)</b>	<b>6,7%</b>

**Pessoal** - aumento de 35,0% (R\$ 58 milhões), devido principalmente à aquisição da RGE Sul (R\$ 42 milhões), aos efeitos do acordo coletivo de trabalho (R\$ 14 milhões) e outros (R\$ 2 milhões);

**Material** - aumento de 37,1% (R\$ 10 milhões), devido principalmente à aquisição da RGE Sul (R\$ 9 milhões) e à reposição de materiais para manutenção de linhas e redes (R\$ 1 milhão);

**Serviços de terceiros** - aumento de 34,9% (R\$ 50 milhões), devido principalmente aos seguintes itens: aquisição da RGE Sul (R\$ 31 milhões), serviços terceirizados (R\$ 10 milhões), leitura de medidores e uso (R\$ 2 milhões), poda de árvores (R\$ 1 milhão) e ações de cobrança (R\$ 1 milhão);

**Outros custos/despesas operacionais** - aumento de 12,5% (R\$ 18 milhões), devido principalmente aos seguintes fatores: aquisição da RGE Sul (R\$ 23 milhões), baixa de ativos (R\$ 2 milhões) e outras despesas (R\$ 4 milhões). Tais efeitos foram parcialmente compensados pela redução na provisão para créditos de liquidação duvidosa (R\$ 6 milhões) e nas despesas legais e judiciais (R\$ 6 milhões).

### Demais custos e despesas operacionais

Os demais custos e despesas operacionais atingiram R\$ 595 milhões no 1T17, comparado a R\$ 367 milhões no 1T16, registrando um aumento de 62,2% (R\$ 228 milhões), com as variações abaixo:

- (i) Aquisição da **RGE Sul** (R\$ 133 milhões);
- (ii) Aumento de 37,0 (R\$ 79 milhões) no **custo com construção da infraestrutura** da concessão. Esse item, que atingiu R\$ 294 milhões no 1T17, não afeta o resultado, pois tem sua contrapartida na “receita operacional”;
- (iii) Aumento de 87,6% (R\$ 12 milhões) no item **Entidade de Previdência Privada**, devido à atualização do laudo atuarial; e
- (iv) Aumento de 3,6% (R\$ 4 milhões) no item **Depreciação e Amortização**.

#### 10.1.1.6) EBITDA

O **EBITDA** totalizou R\$ 626 milhões no 1T17, registrando uma elevação de 5,9% (R\$ 35 milhões).

Conciliação do Lucro Líquido e EBITDA (R\$ milhões)			
	1T17	1T16	Var.
<b>Lucro Líquido</b>	<b>150</b>	<b>222</b>	<b>-32,3%</b>
Depreciação e Amortização	189	139	
Resultado Financeiro	182	91	
IR/CS	105	139	
<b>EBITDA</b>	<b>626</b>	<b>591</b>	<b>5,9%</b>

#### 10.1.1.7) Resultado Financeiro

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

No 1T17, o resultado financeiro líquido registrou uma despesa financeira líquida de R\$ 182 milhões, um aumento de 99,6% (R\$ 91 milhões).

Resultado Financeiro (R\$ Milhões)			
	1T17	1T16	Var.
<b>Receitas</b>			
Rendas de Aplicações Financeiras	79	80	-1,2%
Acréscimos e Multas Moratórias	72	56	28,3%
Atualização de Créditos Fiscais	1	1	39,8%
Atualização de Depósitos Judiciais	13	8	55,0%
Atualizações Monetárias e Cambiais	13	25	-47,7%
Deságio na Aquisição de Crédito de ICMS	3	7	-55,9%
Atualização do Ativo Financeiro Setorial	-	49	-
PIS e COFINS - sobre Outras Receitas Financeiras	(11)	(18)	-41,6%
Outros	7	11	-33,8%
<b>Total</b>	<b>177</b>	<b>219</b>	<b>-18,9%</b>
<b>Despesas</b>			
Encargos de Dívidas	(179)	(167)	7,5%
Atualizações Monetárias e Cambiais	(129)	(110)	16,7%
(-) Juros Capitalizados	5	2	105,4%
Atualização do Passivo Financeiro Setorial	(27)	(2)	1431,0%
Outros	(29)	(33)	-13,7%
<b>Total</b>	<b>(359)</b>	<b>(310)</b>	<b>16,0%</b>
<b>Resultado Financeiro</b>	<b>(182)</b>	<b>(91)</b>	<b>99,6%</b>

Resultado Financeiro (sem RGE Sul) (R\$ Milhões)			
	1T17	1T16	Var.
<b>Receitas</b>			
Rendas de Aplicações Financeiras	74	80	-7,7%
Acréscimos e Multas Moratórias	55	56	-2,1%
Atualização de Créditos Fiscais	1	1	39,8%
Atualização de Depósitos Judiciais	12	8	45,3%
Atualizações Monetárias e Cambiais	14	25	-45,4%
Deságio na Aquisição de Crédito de ICMS	3	7	-55,9%
Atualização do Ativo Financeiro Setorial	-	49	-
PIS e COFINS - sobre Outras Receitas Financeiras	(9)	(18)	-50,2%
Outros	6	11	-41,9%
<b>Total</b>	<b>156</b>	<b>219</b>	<b>-28,8%</b>
<b>Despesas</b>			
Encargos de Dívidas	(137)	(167)	-17,7%
Atualizações Monetárias e Cambiais	(125)	(110)	13,9%
(-) Juros Capitalizados	4	2	69,6%
Atualização do Passivo Financeiro Setorial	(26)	(2)	1368,3%
Outros	(25)	(33)	-26,0%
<b>Total</b>	<b>(309)</b>	<b>(310)</b>	<b>-0,1%</b>
<b>Resultado Financeiro</b>	<b>(154)</b>	<b>(91)</b>	<b>69,0%</b>

Os itens que explicam essa variação são:

- Receita Financeira: redução de 18,9% (R\$ 41 milhões) passando de R\$ 219 milhões no 1T16 para R\$ 177 milhões no 1T17, devido principalmente aos seguintes fatores:
  - (i) Variação de R\$ 49 milhões na **atualização do ativo financeiro setorial**, uma vez que não havia saldo a atualizar no 1T17 e houve uma receita no montante de R\$ 49 milhões no 1T16;
  - (ii) Redução de 45,4% (R\$ 12 milhões) em **atualizações monetárias e cambiais**, devido à redução de R\$ 8 milhões nas receitas de multas, juros e atualização monetária relativas aos parcelamentos efetuados com consumidores e à redução de R\$ 3 milhões na atualização do saldo dos subsídios tarifários, conforme determinação da Aneel;
  - (iii) Redução de 7,7% (R\$ 6 milhões) nas **rendas de aplicações financeiras**, em virtude do menor no saldo médio de aplicações;
  - (iv) Redução de 41,9% em **outras receitas financeiras** (R\$ 4 milhões);
  - (v) Redução de 55,9% no **deságio na aquisição de crédito de ICMS** (R\$ 4 milhões);
  - (vi) Redução de 2,1% nos **acréscimos e multas moratórias** (R\$ 1 milhão);Parcialmente compensados por:
  - (vii) Aquisição da **RGE Sul** (R\$ 22 milhões);
  - (viii) Redução de 50,2% no **PIS e Cofins sobre receita financeira** (R\$ 9 milhões); e
  - (ix) Aumento de 45,3% na **atualização de depósitos judiciais** (R\$ 4 milhões).
- Despesa Financeira: aumento de 16,0% (R\$ 49 milhões), passando de R\$ 310 milhões no 1T16 para R\$ 359 milhões no 1T17, devido principalmente aos seguintes fatores:
  - (i) Aquisição da **RGE Sul** (R\$ 50 milhões);
  - (ii) Aumento de R\$ 24 milhões em **atualizações do passivo financeiro setorial**; e
  - (iii) Aumento de 13,9% (R\$ 15 milhões) em **atualizações monetárias e cambiais**, devido ao: (a) efeito negativo da marcação a mercado nas operações sob a lei 4.131 - efeito não caixa (R\$ 12 milhões); (b) aumento dos encargos de dívida em moeda estrangeira, com swap para CDI (R\$ 8 milhões); parcialmente compensados pelo (c) efeito da variação cambial de Itaipu (R\$ 5 milhões);Parcialmente compensados por:
  - (iv) Redução de 17,7% (R\$ 29 milhões) nos **encargos de dívidas em moeda local**; e
  - (v) Redução de 26,0% (R\$ 9 milhões) em **outras despesas financeiras**;
  - (vi) Aumento de 69,6% (R\$ 2 milhões) nos **juros capitalizados**.

#### 10.1.1.8) Lucro Líquido

No 1T17, foi registrado um **Lucro Líquido** de R\$ 150 milhões, uma redução de 32,3% (R\$ 72 milhões) se comparado ao Lucro Líquido de R\$ 222 milhões observado no 1T16.

## 10.1.2) 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 nos últimos 12 meses

	CPFL Paulista	RGE Sul	RGE	CPFL Piratininga	CPFL Santa Cruz	CPFL Leste Paulista	CPFL Jaguari	CPFL Sul Paulista	CPFL Mococa
Resolução Homologatória	2.056	2.059	2.082	2.157	2.211	2.210	2.213	2.209	2.212
<b>Reajuste</b>	<b>9,89%</b>	<b>3,94%</b>	<b>-1,48%</b>	<b>-12,54%</b>	<b>-1,28%</b>	<b>0,77%</b>	<b>2,05%</b>	<b>1,63%</b>	<b>1,65%</b>
Parcela A	-2,06%	-3,75%	-2,98%	-7,02%	0,88%	1,26%	3,26%	0,44%	2,78%
Parcela B	1,78%	1,86%	2,31%	1,67%	0,48%	1,92%	0,62%	0,53%	0,67%
Componentes Financeiros	10,18%	5,83%	-0,81%	-7,19%	-2,65%	-2,41%	-1,83%	0,66%	-1,80%
<b>Efeito para o consumidor</b>	<b>7,55%</b>	<b>-0,34%</b>	<b>-7,51%</b>	<b>-24,21%</b>	<b>-10,37%</b>	<b>-3,28%</b>	<b>-8,41%</b>	<b>-4,15%</b>	<b>-2,56%</b>
Data de entrada em vigor	08/04/2016	19/04/2016	19/06/2016	23/10/2016	22/03/2017	22/03/2017	22/03/2017	22/03/2017	22/03/2017

## Reajustes tarifários anuais ocorridos em abril/2017

	CPFL Paulista	RGE Sul
Resolução Homologatória	2.217	2.218
<b>Reajuste</b>	<b>-0,80%</b>	<b>-0,20%</b>
Parcela A	1,37%	2,32%
Parcela B	0,76%	0,63%
Componentes Financeiros	-2,93%	-3,15%
<b>Efeito para o consumidor</b>	<b>-10,50%</b>	<b>-6,43%</b>
Data de entrada em vigor	08/04/2017	19/04/2017

### 10.1.3) 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 <sup>1</sup> DEC e FEC											
	DEC (horas)						FEC (nº vezes)					
	2013	2014	2015	2016	1T17	ANEEL <sup>1</sup>	2013	2014	2015	2016	1T17	ANEEL <sup>1</sup>
CPFL Paulista	7,14	6,93	7,76	7,62	7,33	<b>7,50</b>	4,73	4,88	4,89	5,00	4,89	<b>6,53</b>
CPFL Piratininga	7,44	6,98	7,24	6,97	8,82	<b>6,86</b>	4,58	4,19	4,31	3,80	4,28	<b>6,03</b>
RGE	17,35	18,77	15,98	14,44	14,43	<b>12,15</b>	9,04	9,14	8,33	7,56	7,82	<b>9,10</b>
RGE Sul	14,07	17,75	19,11	19,45	17,34	<b>11,42</b>	7,39	8,87	8,42	9,41	8,84	<b>9,11</b>
CPFL Santa Cruz	6,97	6,74	8,46	5,65	5,38	<b>9,26</b>	6,82	5,29	6,34	4,09	3,79	<b>8,85</b>
CPFL Jaguari	5,92	5,41	6,93	7,10	7,81	<b>8,26</b>	5,43	4,32	4,61	6,13	7,34	<b>7,43</b>
CPFL Mococa	4,86	6,88	7,04	10,56	10,30	<b>9,95</b>	4,93	7,31	5,92	6,63	6,33	<b>8,99</b>
CPFL Leste Paulista	7,58	8,48	7,92	8,01	8,19	<b>9,73</b>	6,33	6,30	5,67	5,73	5,69	<b>8,18</b>
CPFL Sul Paulista	9,08	9,69	11,51	15,20	12,62	<b>9,95</b>	6,71	7,03	9,47	11,76	9,98	<b>8,29</b>

1) Limite ANEEL 2017.

No 1T17, o DEC da CPFL Piratininga apresentou uma elevação significativa em relação a 2016, devido a desligamentos pontuais de grande impacto principalmente no sistema de transmissão.

Por sua vez, o DEC da RGE Sul e da CPFL Sul Paulista registraram uma redução no 1T17 em relação a 2016, demonstrando a eficácia das manutenções e obras de melhorias realizadas, e também porque, no 1T17, temos condições climáticas mais favoráveis do que em 2016, quando ainda estávamos sofrendo os efeitos do que foi considerado o El Niño mais forte dos últimos 15 anos.

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 no final de 2015 e início de 2016 afetaram com maior severidade a CPFL Sul Paulista, impactando negativamente tanto o resultado do indicador FEC

quanto do DEC.

## Perdas

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

Perdas Acumuladas em 12 Meses <sup>1</sup>	Perdas Técnicas					Perdas Não-Técnicas					Perdas Totais				
	2T16	3T16	4T16	1T17	ANEEL <sup>2</sup>	2T16	3T16	4T16	1T17	ANEEL <sup>2</sup>	2T16	3T16	4T16	1T17	ANEEL <sup>2</sup>
<b>CPFL Energia</b>	6,44%	6,39%	6,35%	6,33%	<b>6,39%</b>	2,71%	2,63%	3,00%	2,95%	<b>1,83%</b>	9,14%	9,02%	9,34%	9,28%	<b>8,22%</b>
CPFL Paulista	6,77%	6,72%	6,55%	6,33%	<b>6,32%</b>	2,59%	2,65%	3,03%	3,32%	<b>1,98%</b>	9,36%	9,36%	9,58%	9,65%	<b>8,30%</b>
CPFL Piratininga	4,29%	4,34%	4,45%	4,72%	<b>5,52%</b>	2,73%	2,71%	2,85%	2,79%	<b>1,45%</b>	7,02%	7,05%	7,30%	7,52%	<b>6,97%</b>
RGE	7,45%	7,39%	7,35%	7,39%	<b>7,28%</b>	2,66%	2,31%	2,64%	2,46%	<b>1,91%</b>	10,11%	9,70%	9,99%	9,85%	<b>9,19%</b>
RGE Sul	7,28%	7,05%	7,08%	7,26%	<b>6,75%</b>	3,53%	3,17%	4,00%	2,91%	<b>2,20%</b>	10,82%	10,22%	11,07%	10,17%	<b>8,95%</b>
CPFL Santa Cruz	8,79%	8,65%	8,75%	8,74%	<b>7,76%</b>	0,81%	1,15%	1,08%	1,24%	<b>0,51%</b>	9,60%	9,80%	9,82%	9,98%	<b>8,27%</b>
CPFL Jaguari	3,54%	3,45%	3,37%	3,33%	<b>4,28%</b>	1,65%	1,17%	1,26%	1,07%	<b>0,41%</b>	5,19%	4,62%	4,63%	4,40%	<b>4,69%</b>
CPFL Mococa	7,84%	7,74%	7,46%	7,29%	<b>8,17%</b>	2,52%	2,43%	2,83%	3,23%	<b>0,57%</b>	10,36%	10,17%	10,29%	10,52%	<b>8,74%</b>
CPFL Leste Paulista	8,51%	8,57%	8,49%	8,37%	<b>7,99%</b>	2,94%	3,24%	2,39%	2,20%	<b>0,82%</b>	11,44%	11,81%	10,88%	10,57%	<b>8,81%</b>
CPFL Sul Paulista	7,83%	8,13%	8,26%	8,42%	<b>5,94%</b>	1,24%	1,46%	1,83%	1,80%	<b>0,22%</b>	9,07%	9,59%	10,08%	10,22%	<b>6,16%</b>

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 definidos no processo de revisão tarifária periódica (RTP). CPFL Paulista, RGE e RGE Sul estão no 3º CRTP e as demais distribuidoras se encontram no 4ºCRTP.

O índice de perdas consolidado da CPFL Energia, já considerando a RGE Sul no histórico, foi de **8,89%** no 1T16 para **9,28%** no 1T17, um aumento de **0,39 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.

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

Perdas Acumuladas em 12 Meses - BT <sup>1</sup>	Perdas Não-Técnicas sobre BT				
	2T16	3T16	4T16	1T17	ANEEL <sup>2</sup>
CPFL Paulista	6,04%	6,19%	7,13%	7,82%	<b>4,61%</b>
CPFL Piratininga	7,81%	7,69%	8,05%	7,89%	<b>3,90%</b>
RGE	6,58%	5,66%	6,51%	6,07%	<b>4,41%</b>
RGE Sul	8,12%	7,23%	9,24%	6,64%	<b>4,91%</b>
CPFL Santa Cruz	1,57%	2,27%	2,17%	2,50%	<b>0,98%</b>
CPFL Jaguari	6,76%	4,77%	5,04%	4,32%	<b>1,60%</b>
CPFL Mococa	4,44%	4,29%	5,01%	5,73%	<b>0,98%</b>
CPFL Leste Paulista	5,19%	5,82%	4,32%	3,99%	<b>1,46%</b>
CPFL Sul Paulista	2,91%	3,25%	3,95%	3,90%	<b>0,46%</b>

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 4ºCRTP.

## 10.2) Segmento de Comercialização e Serviços

### 10.2.1) Segmento de Comercialização

DRE Consolidado - Comercialização (R\$ Milhões)			
	1T17	1T16	Var.
Receita Operacional Líquida	621	432	43,8%
<b>EBITDA<sup>(1)</sup></b>	<b>41</b>	<b>17</b>	<b>141,8%</b>
<b>Lucro Líquido</b>	<b>17</b>	<b>14</b>	<b>23,5%</b>

Nota:

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

#### Receita Operacional

No 1T17, a receita operacional líquida atingiu R\$ 621 milhões, representando um aumento de 43,8% (R\$ 189 milhões).

#### EBITDA

No 1T17, o EBITDA foi de R\$ 41 milhões, comparado a R\$ 17 milhões no 1T16, um aumento de 141,8% (R\$ 24 milhões).

#### Lucro Líquido

No 1T17, o lucro líquido foi de R\$ 17 milhões, comparado R\$ 14 milhões no 1T16, uma aumento de 23,5% (R\$ 3 milhões).

### 10.2.2) Segmento de Serviços

DRE Consolidado - Serviços (R\$ Milhões)			
	1T17	1T16	Var.
Receita Operacional Líquida	103	85	21,0%
<b>EBITDA<sup>(1)</sup></b>	<b>18</b>	<b>18</b>	<b>0,8%</b>
<b>Lucro Líquido</b>	<b>11</b>	<b>10</b>	<b>2,5%</b>

Nota:

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

#### Receita Operacional

No 1T17, a receita operacional líquida atingiu R\$ 103 milhões, representando um aumento de 21,0% (R\$ 18 milhões).

#### EBITDA

No 1T17, o EBITDA foi de R\$ 18 milhões, comparado a R\$ 18 milhões no 1T16, um aumento de 0,8%.



## Lucro Líquido

No 1T17, o lucro líquido foi de R\$ 11 milhões, comparado a R\$ 10 milhões no 1T16, um aumento de 2,5%.

### 10.3) Segmento de Geração Convencional

#### 10.3.1) Desempenho Econômico-Financeiro

DRE Consolidado - Geração Convencional (R\$ Milhões)			
	1T17	1T16	Var.
<b>Receita Operacional Bruta</b>	282	261	<b>8,2%</b>
<b>Receita Operacional Líquida</b>	<b>257</b>	<b>237</b>	<b>8,6%</b>
Custo com Energia Elétrica	(22)	(26)	-14,4%
Custos e Despesas Operacionais	(56)	(57)	-1,1%
Resultado do Serviço	179	155	16,0%
<b>EBITDA</b>	<b>290</b>	<b>249</b>	<b>16,4%</b>
Resultado Financeiro	(100)	(84)	19,5%
Lucro Antes da Tributação	159	134	18,3%
<b>Lucro Líquido</b>	<b>132</b>	<b>110</b>	<b>20,1%</b>

Nota:

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

#### 10.3.1.1) Receita Operacional

No 1T17, a **Receita Operacional Bruta** atingiu R\$ 282 milhões, um aumento de 8,2% (R\$ 21 milhões) em relação ao 1T16.

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

- Aumento de 10,3% da receita de suprimento de energia proveniente da UHE Serra da Mesa (R\$ 13 milhões) devido ao aumento de 10,3% no preço médio de venda, em virtude de reajuste de preços desse contrato de venda;
- Aumento no suprimento para CPFL Paulista e CPFL Piratininga da energia oriunda da UHE Barra Grande (R\$ 4 milhões);
- Aumento da receita das usinas da CPFL Centrais Geradoras (R\$ 4 milhões);
- Aumento de receita proveniente da UHE Paulista Lajeado (R\$ 1 milhão);
- Outras receitas (R\$ 1 milhão);

Parcialmente compensado por:

- Redução de receita proveniente das usinas do Complexo do Rio das Antas (Ceran) (R\$ 2 milhões).

A **Receita Operacional Líquida** foi de R\$ 257 milhões, registrando uma elevação de 8,6% (R\$ 20 milhões).

### 10.3.1.2) Custo com Energia Elétrica

No 1T17, o custo com energia elétrica foi de R\$ 22 milhões, uma redução de 14,4% (R\$ 4 milhões), devido principalmente aos seguintes fatores:

- Redução de 22,3% no custo com Energia Comprada para Revenda (R\$ 4 milhões), devido principalmente aos seguintes fatores:

**Na CPFL Geração (controladora), redução de R\$ 8 milhões:**

- (i) Redução do custo com energia oriunda da UHE Barra Grande (Baesa) (R\$ 8 milhões) devido a redução de 41,7% no preço médio de compra.

**No Complexo do Rio das Antas (Ceran), na UHE Paulista Lajeado e nas Centrais Geradoras, aumento de R\$ 4 milhões:**

- (i) Aumento de R\$ 3 milhões no custo com energia das usinas da CPFL Centrais Geradoras;
  - (ii) Aumento de R\$ 1 milhão no custo com energia para as usinas do Complexo do Ceran.
- Aumento de 12,4% no custo com Encargos de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição (R\$ 1 milhão).

### 10.3.1.3) Custos e Despesas Operacionais

No 1T17, os custos e despesas operacionais atingiram R\$ 56 milhões, comparados a R\$ 57 milhões no 1T16, uma redução de 1,1% (R\$ 1 milhão), devido às variações em:

- (i) PMSO, item que atingiu R\$ 25 milhões no 1T17, comparado a R\$ 25 milhões no 1T16, registrando uma redução de 2,8% (R\$ 1 milhão). A tabela abaixo mostra um sumário das principais variações no PMSO:

PMSO (R\$ milhões)			
	1T17	1T16	Variação
			%
<b>PMSO</b>			
Pessoal	(10,1)	(9,0)	11,8%
Material	(0,6)	(0,8)	-35,0%
Serviços de Terceiros	(5,5)	(4,6)	18,4%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(8,6)	(10,9)	-21,3%
Prêmio do Risco do GSF	(1,8)	(1,3)	41,0%
Outros	(6,8)	(9,6)	-29,5%
<b>Total PMSO</b>	<b>(24,7)</b>	<b>(25,4)</b>	<b>-2,8%</b>

Esta variação é explicada principalmente pelos seguintes fatores:

- i. Gastos com Pessoal, que aumentaram de 11,8% (R\$ 1 milhão);
  - ii. Material, item que registrou redução de 35,0% (R\$ 0,2 milhão);
  - iii. Aumento de 18,4% em Serviços de Terceiros (R\$ 1 milhão);
  - iv. Redução de 21,3% em Outros Custos/Despesas Operacionais (R\$ 2 milhões).
- (ii) Redução de 0,5% em Depreciação e Amortização.

### 10.3.1.4) Equivalência Patrimonial

Equivalência Patrimonial (R\$ Milhões)				
	1T17	1T16	Var. R\$	Var. %
<b>Projetos</b>				
UHE Barra Grande	1	7	(6)	-82,2%
UHE Campos Novos	34	23	11	50,6%
UHE Foz do Chapecó	25	18	7	37,7%
UTE Epasa	19	15	4	24,2%
<b>Total</b>	<b>80</b>	<b>63</b>	<b>16</b>	<b>25,6%</b>

No 1T17, a Equivalência Patrimonial foi de R\$ 80 milhões, comparado a R\$ 63 milhões no 1T16, um aumento de 25,6% (R\$ 16 milhões).

#### UHE Barra Grande (-R\$ 6 milhões):

- Redução de 27,6% na Receita Líquida (R\$ 5 milhões);
- Aumento nos Custos e Despesas Operacionais (R\$ 7 milhões);
- Redução de 5,9% (R\$ 0,1 milhão) em Depreciação e Amortização;
- Aumento de 99,0% na Despesa Financeira Líquida (R\$ 0,2 milhão);
- Redução da despesa com Imposto de Renda e Contribuição Social (R\$ 3 milhões);
- Redução de 82,2% no Lucro Líquido (R\$ 6 milhões).

#### UHE Foz do Chapecó (R\$ 7 milhões):

- Aumento de 6,5% na Receita Líquida (R\$ 6 milhões);
- Aumento de 20,5% nos Custos e Despesas Operacionais (R\$ 4 milhões);
- Redução de 0,9% em Depreciação e Amortização (R\$ 0,2 milhão);
- Redução de 6,2% na Despesa Financeira Líquida (R\$ 1 milhão);
- Aumento de 64,7% na despesa com Imposto de Renda e Contribuição Social (R\$ 6 milhões);
- Aumento de 37,7% no Lucro Líquido (R\$ 7 milhões).

#### UHE Campos Novos (R\$ 11 milhões):

- Aumento de 4,4% na Receita Líquida (R\$ 3 milhões);
- Redução de 32,1% nos Custos e Despesas Operacionais (R\$ 7 milhões);
- Redução de 0,6% (R\$ 0,1 milhão) em Depreciação e Amortização;
- Reversão de um Resultado Financeiro Líquido negativo no 1T16 de R\$ 1 milhão para Resultado Financeiro Líquido positivo de R\$ 2 milhões (variação de R\$ 3 milhões);
- Aumento da despesa com Imposto de Renda e Contribuição Social (R\$ 6 milhões);
- Aumento de 50,6% no Lucro Líquido (R\$ 11 milhões).

**UTE EPASA (R\$ 4 milhões):**

- Aumento de 20,7% na Receita Líquida (R\$ 15 milhões);
- Aumento de 32,9% nos Custos e Despesas Operacionais (R\$ 15 milhões);
- Redução de 0,4% em Depreciação e Amortização;
- Redução de 19,5% na Despesa Financeira Líquida;
- Aumento da despesa com Imposto de Renda e Contribuição Social (R\$ 6 milhões);
- Aumento de 50,6% no Lucro Líquido (R\$ 11 milhões).

**10.3.1.5) EBITDA**

No 1T17, o **EBITDA** foi de R\$ 290 milhões, comparado a R\$ 249 milhões no 1T16, um aumento de 16,4% (R\$ 41 milhões).

Conciliação do Lucro Líquido e EBITDA (R\$ milhões)			
	1T17	1T16	Var.
<b>Lucro Líquido</b>	<b>132</b>	<b>110</b>	<b>20,1%</b>
Depreciação e Amortização	31	31	
Resultado Financeiro	100	84	
IR/CS	27	25	
<b>EBITDA</b>	<b>290</b>	<b>249</b>	<b>16,4%</b>

### 10.3.1.6) Resultado Financeiro

Resultado Financeiro (R\$ Milhões)			
	1T17	1T16	Var.
<b>Receitas</b>			
Rendas de Aplicações Financeiras	35	16	124,0%
Acréscimos e Multas Moratórias	0	-	-
Atualização de Créditos Fiscais	0	0	-
Atualizações Monetárias e Cambiais	17	29	-40,5%
PIS e COFINS - sobre Outras Receitas Financeiras	(2)	(1)	93,9%
Outros	0	1	-89,9%
<b>Total</b>	<b>50</b>	<b>45</b>	<b>12,5%</b>
<b>Despesas</b>			
Encargos de Dívidas	(115)	(113)	1,4%
Atualizações Monetárias e Cambiais	(31)	(7)	331,8%
Uso do Bem Público - UBP	(3)	(4)	-13,0%
Outros	(1)	(4)	-
<b>Total</b>	<b>(151)</b>	<b>(129)</b>	<b>17,1%</b>
<b>Resultado Financeiro</b>	<b>(100)</b>	<b>(84)</b>	<b>19,5%</b>

No 1T17, o resultado financeiro foi uma despesa líquida de R\$ 100 milhões, representando uma elevação de 19,5% (R\$ 16 milhões).

- As Receitas Financeiras passaram de R\$ 45 milhões no 1T16 para R\$ 50 milhões no 1T17, um aumento de 12,6% (R\$ 6 milhões), devido a:
  - ✓ Aumento de 124,0% em **rendas de aplicações financeiras** (R\$ 19 milhões);
  - Parcialmente compensado por:
    - ✓ Redução de 40,5% em **atualizações monetárias e cambiais** (R\$ 12 milhões);
    - ✓ Aumento de 93,9% em **PIS e Cofins sobre Outras Receitas Financeiras** (R\$ 1 milhão).
- As Despesas Financeiras passaram de R\$ 129 milhões no 1T16 para R\$ 151 milhões no 1T17, um aumento de 17,1% (R\$ 22 milhões), devido a:
  - ✓ Aumento de 331,8% em **atualizações monetárias e cambiais** (R\$ 24 milhões);
  - ✓ Aumento de 1,4% em **encargos de dívidas** (R\$ 2 milhões);
  - Parcialmente compensado por:
    - ✓ Redução de 13,0% nas despesas de **UBP** (R\$ 1 milhão);
    - ✓ Redução de R\$ 3 milhões em outros efeitos.

### 10.3.1.7) Lucro Líquido

No 1T17, o **lucro líquido** foi de R\$ 132 milhões, comparado a um lucro líquido de R\$ 110 milhões no 1T16, alta de 20,1%.

## 10.4) CPFL Renováveis

### 10.4.1) Desempenho Econômico-Financeiro

DRE CPFL Renováveis (R\$ milhões)			
	1T17	1T16	Var. %
<b>Receita Operacional Bruta</b>	<b>409</b>	<b>308</b>	<b>32,9%</b>
Receita Operacional Líquida	387	291	33,2%
Custo com Energia Elétrica	(51)	(31)	63,2%
Custos e Despesas Operacionais	(251)	(225)	11,3%
Resultado do Serviço	86	34	148,8%
<b>EBITDA <sup>(1)</sup></b>	<b>236</b>	<b>168</b>	<b>41,0%</b>
Resultado Financeiro	(124)	(134)	-7,8%
Lucro antes da Tributação	(38)	(100)	-61,9%
<b>Lucro Líquido</b>	<b>(50)</b>	<b>(107)</b>	<b>-53,1%</b>

Nota:

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

#### 10.4.1.1) Variações na DRE da CPFL Renováveis

No 1T17, 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).

#### 10.4.1.2) Receita Operacional

A **Receita Operacional Bruta** atingiu R\$ 408 milhões no 1T17, representando um aumento de 32,9 % (R\$ 101 milhões).

A **Receita Operacional Líquida** foi de R\$ 387 milhões, representando um aumento de 33,2% (R\$ 97 milhões). Este aumento decorre, principalmente, dos seguintes fatores:

##### Fonte Eólica (R\$ 50 milhões):

- Entrada em operação comercial dos complexos eólicos Campo dos Ventos e São Benedito a partir de maio de 2016 (R\$ 36 milhões);
- Maior volume de energia gerada nas eólicas decorrente da maior velocidade dos ventos no 1T17 e ajuste contratual de preço (R\$ 14 milhões);

##### Fonte PCH (R\$ 33 milhões):

- Entrada em operação comercial da PCH Mata Velha, em maio de 2016 (R\$ 5 milhões);
- Diferente estratégia de sazonalização da garantia física e ajuste contratual de preço (R\$ 22 milhões);
- Maior receita na *holding* (R\$ 6 milhões) devido a liquidação da compra de energia para recomposição de lastro e média móvel de ativos, com contrapartida no custo com compra de energia;

##### Fonte Biomassa (R\$ 10 milhões):

- A partir do 1T17 o reconhecimento da receita das biomassas (com exceção das usinas com contrato de venda de energia no mercado regulado - Bio Pedra, Bio Ester e Bio Formosa) passou a ser de acordo com a sazonalização da garantia física dos contratos, enquanto que parte da geração das biomassas no 1T16 era reconhecida de acordo com a geração.

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\$ 4 milhões).

#### 10.4.1.3) Custo com Energia Elétrica

No 1T17, o Custo com Energia Elétrica foi de R\$ 51 milhões, representando um aumento de 63,2% (R\$ 20 milhões). Esse aumento foi resultado dos seguintes fatores:

- Aumento de 107,8% no custo com **Energia Comprada para Revenda** (R\$ 14 milhões), devido principalmente a à compra de energia para atender exposição no mercado de curto prazo e hedge;
- Aumento de 31,0% no custo com **Encargos de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição** (R\$ 6 milhões), decorrente dos seguintes eventos:
  - (i) Início dos compromissos contratuais de uso e conexão junto as distribuidoras, transmissoras e ONS devido à entrada em operação de ativos nos últimos 12 meses;
  - (ii) Maior geração de energia entre os períodos comparados (+11,2% no 1T17);
  - (iii) Impacto do reajuste anual dos encargos de conexão e tarifas de uso e conexão do sistema de distribuição e transmissão).

#### 10.4.1.4) Custos e Despesas Operacionais

No 1T17, os **Custos e Despesas Operacionais** atingiram R\$ 251 milhões, representando um aumento de 11,3% (R\$ 26 milhões). Os principais fatores foram:

- **PMSO**, que atingiu R\$ 100 milhões, um aumento de 8,7% (R\$ 8 milhões).

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

PMSO (R\$ milhões)				
	1T17	1T16	Variação	
			R\$ MM	%
<b>PMSO</b>				
Pessoal	(22,9)	(20,3)	(2,6)	12,7%
Material	(4,9)	(3,5)	(1,4)	38,9%
Serviços de Terceiros	(46,3)	(42,1)	(4,2)	9,9%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(25,7)	(25,9)	0,1	-0,6%
Prêmio do Risco do GSF	(0,6)	-	(0,6)	-
Outros	(25,1)	(25,9)	0,7	-2,9%
<b>Total PMSO</b>	<b>(99,8)</b>	<b>(91,8)</b>	<b>(8,0)</b>	<b>8,7%</b>

Esta variação é explicada principalmente pelos seguintes fatores:

- (i) **Pessoal**: Aumento de 12,7% (R\$ 3 milhões), decorrente do maior número de funcionários e do acordo coletivo;
- (ii) **Material e Serviços**: Aumento de 12,2% (6 milhões) devido principalmente à aumento nas despesas com consultoria e honorários advocatícios relacionados aos projetos corporativos;

Parcialmente compensado por:

(iii) **Outros:** Redução de R\$ 1 milhão.

- **Depreciação e Amortização**, que atingiu R\$ 112 milhões, um aumento de 17,5% (R\$ 17 milhões), devido basicamente à entrada em operação dos ativos ao longo dos últimos 12 meses.

### 10.4.1.5) EBITDA

No 1T17, o **EBITDA** foi de R\$ 236 milhões, comparado a R\$ 168 milhões no 1T16, um aumento de 41,0% (R\$ 69 milhões).

Conciliação do Lucro Líquido e EBITDA (R\$ milhões)			
	1T17	1T16	Var.
<b>Lucro Líquido</b>	<b>(50)</b>	<b>(107)</b>	<b>-53,1%</b>
Depreciação e Amortização	151	133	
Resultado Financeiro	124	134	
IR/CS	12	7	
<b>EBITDA</b>	<b>236</b>	<b>168</b>	<b>41,0%</b>

### 10.4.1.6) Resultado Financeiro

Resultado Financeiro (R\$ Milhões)			
	1T17	1T16	Var.
<b>Receitas</b>			
Rendas de Aplicações Financeiras	36	26	37,5%
Acréscimos e Multas Moratórias	1	0	56,8%
Atualizações Monetárias e Cambiais	0	1	-88,0%
PIS e COFINS - sobre Outras Receitas Financeiras	(2)	(1)	36,9%
Outros	3	3	-3,0%
<b>Total</b>	<b>39</b>	<b>30</b>	<b>30,5%</b>
<b>Despesas</b>			
Encargos de Dívidas	(151)	(139)	8,6%
Atualizações Monetárias e Cambiais	(21)	(22)	-3,1%
(-) Juros Capitalizados	20	11	85,2%
Outros	(10)	(14)	-
<b>Total</b>	<b>(163)</b>	<b>(164)</b>	<b>-0,9%</b>
<b>Resultado Financeiro</b>	<b>(124)</b>	<b>(134)</b>	<b>-7,8%</b>

No 1T17 o Resultado Financeiro líquido foi uma despesa de R\$ 124 milhões, representando uma redução de 7,8% (R\$ 10 milhões) em relação ao 1T16.

Os principais fatores que afetaram a receita financeira (aumento de R\$ 9 milhões) foram:

- Aumento em **renda de aplicações financeiras** (R\$ 10 milhões);



Parcialmente compensado por:

- (ii) Redução de **atualizações monetárias e cambiais** (R\$ 1 milhão);

Já os principais fatores que afetaram a despesa financeira (redução de R\$ 1 milhão) foram:

- (iii) Elevação dos **encargos de dívida**, principalmente por conta da elevação das taxas de referência (R\$ 12 milhões);
- (iv) Aumento nos **juros capitalizados** (R\$ 9 milhão), devido a entrada em operação comercial dos projetos de geração que estavam em construção;

Parcialmente compensado por:

- (v) Redução em **outras despesas financeiras** (R\$ 4 milhões);
- (vi) Redução de **atualizações monetárias e cambiais** (R\$ 1 milhão).

#### 10.4.1.7) Lucro Líquido

No 1T17, o **Prejuízo Líquido** foi de R\$ 50 milhões, comparado a um **Prejuízo Líquido** de R\$ 107 milhões no 1T16 (R\$ 57 milhões).

#### 10.4.2) 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	<b>2.054</b>
Em construção	27	-	48	-	<b>75</b>
Em desenvolvimento	216	-	2.226	544	<b>2.987</b>
<b>Total</b>	<b>666</b>	<b>370</b>	<b>3.535</b>	<b>545</b>	<b>5.115</b>

#### 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\$ 156,20/MWh | Pedra Cheirosa II – preço: 156,82/MWh, ambos em março de 2017).

## 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 MW médios. A energia foi vendida por meio de contrato de longo prazo no leilão de energia nova A-5 de 2015. (preço: R\$ 225,53/MWh – março de 2017).

## 11) ANEXOS

### 11.1) Balanço Patrimonial (Ativo) – CPFL Energia

(em milhares de reais)



ATIVO	Consolidado		
	31/03/2017	31/12/2016	31/03/2016
<b>CIRCULANTE</b>			
Caixa e Equivalentes de Caixa	4.877.813	6.164.997	4.405.794
Consumidores, Concessionárias e Permissionárias	4.065.465	3.765.893	3.726.057
Dividendo e Juros sobre Capital Próprio	75.395	73.328	86.901
Títulos e Valores Mobiliários	450	449	12.664
Tributos a Compensar	423.054	403.848	479.172
Derivativos	197.741	163.241	604.591
Ativo Financeiro Setorial	-	-	903.262
Ativo Financeiro da Concessão	10.836	10.700	9.861
Outros Créditos	911.796	796.731	1.085.302
<b>TOTAL DO CIRCULANTE</b>	<b>10.562.550</b>	<b>11.379.187</b>	<b>11.313.605</b>
<b>NÃO CIRCULANTE</b>			
Consumidores, Concessionárias e Permissionárias	204.416	203.185	136.400
Coligadas, Controladas e Controladora	9.236	47.631	87.077
Depósitos Judiciais	769.646	550.072	489.460
Tributos a Compensar	205.938	198.286	168.455
Ativo Financeiro Setorial	-	-	-
Derivativos	440.011	641.357	1.240.428
Créditos Fiscais Diferidos	935.471	922.858	413.858
Ativo Financeiro da Concessão	5.601.969	5.363.144	3.834.678
Investimentos ao Custo	116.654	116.654	116.654
Outros Créditos	795.499	766.253	618.997
Investimentos	1.487.245	1.493.753	1.315.601
Imobilizado	9.880.291	9.712.998	9.284.969
Intangível	10.723.398	10.775.613	9.085.331
<b>TOTAL DO NÃO CIRCULANTE</b>	<b>31.169.774</b>	<b>30.791.805</b>	<b>26.791.909</b>
<b>TOTAL DO ATIVO</b>	<b>41.732.324</b>	<b>42.170.992</b>	<b>38.105.514</b>

## 11.2) Balanço Patrimonial (Passivo) – CPFL Energia

(em milhares de reais)



	Consolidado		
PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO	31/03/2017	31/12/2016	31/03/2016
<b>CIRCULANTE</b>			
Fornecedores	2.232.237	2.728.130	1.873.994
Encargos de Dívidas	113.733	129.364	62.658
Encargos de Debêntures	325.169	305.180	216.035
Empréstimos e Financiamentos	2.826.371	1.746.284	2.303.027
Debêntures	1.119.269	1.242.095	220.576
Entidade de Previdência Privada	44.016	33.209	200
Taxas Regulamentares	339.777	366.078	733.451
Impostos, Taxas e Contribuições	785.682	681.544	709.205
Dividendo e Juros sobre Capital Próprio	19.970	232.851	220.534
Obrigações Estimadas com Pessoal	127.680	131.707	90.917
Derivativos	7.581	6.055	35.125
Passivo Financeiro Setorial	1.316.071	597.515	-
Uso do Bem Público	10.857	10.857	9.921
Outras Contas a Pagar	892.000	807.623	878.932
<b>TOTAL DO CIRCULANTE</b>	<b>10.160.412</b>	<b>9.018.492</b>	<b>7.354.576</b>
<b>NÃO CIRCULANTE</b>			
Fornecedores	130.767	129.781	633
Encargos de Dívidas	139.342	144.709	137.405
Encargos de Debêntures	33.203	29.153	19.408
Empréstimos e Financiamentos	9.226.883	11.023.685	11.006.688
Debêntures	7.546.014	7.423.519	6.271.237
Entidade de Previdência Privada	1.011.715	1.019.233	469.064
Impostos, Taxas e Contribuições	25.096	26.814	-
Débitos Fiscais Diferidos	1.286.397	1.324.134	1.415.799
Provisão para Riscos Fiscais, Cíveis e Trabalhistas	837.809	833.276	598.349
Derivativos	165.825	112.207	14.534
Passivo Financeiro Setorial	209.384	317.406	196.536
Uso do Bem Público	87.404	86.624	84.226
Outras Contas a Pagar	278.850	309.292	179.179
<b>TOTAL DO NÃO CIRCULANTE</b>	<b>20.978.689</b>	<b>22.779.832</b>	<b>20.393.058</b>
<b>PATRIMÔNIO LÍQUIDO</b>			
Capital Social	5.741.284	5.741.284	5.348.312
Reservas de Capital	468.014	468.014	468.082
Reserva Legal	739.102	739.102	694.058
Reserva Estatutária - Ativo Financeiro da Concessão	729.608	702.928	640.545
Reserva Estatutária - Reforço de Capital de Giro	545.505	545.505	392.972
Dividendo Adicional Proposto	-	7.820	-
Resultado Abrangente Acumulado	(241.043)	(234.633)	177.537
Lucros Acumulados	225.616	-	222.712
	8.208.086	7.970.021	7.944.217
Patrimônio líquido atribuído aos acionistas não controladores	2.385.137	2.402.648	2.413.663
<b>TOTAL DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO</b>	<b>10.593.224</b>	<b>10.372.668</b>	<b>10.357.881</b>
<b>TOTAL DO PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO</b>	<b>41.732.324</b>	<b>42.170.992</b>	<b>38.105.514</b>

### 11.3) Demonstração de Resultados – CPFL Energia (em milhares de reais)



Consolidado			
	1T17	1T16	Varição
<b>RECEITA OPERACIONAL</b>			
Fornecimento de Energia Elétrica	6.821.851	6.463.078	5,6%
Suprimento de Energia Elétrica	950.802	748.256	27,1%
Receita com construção de infraestrutura	416.039	217.134	91,6%
Atualização do ativo financeiro da concessão	48.923	87.380	-44,0%
Ativo e passivo financeiro setorial	(565.003)	(732.253)	-22,8%
Outras Receitas Operacionais	1.057.772	802.052	31,9%
	<b>8.730.385</b>	<b>7.585.647</b>	<b>15,1%</b>
<b>DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL</b>	<b>(3.191.606)</b>	<b>(3.248.878)</b>	<b>-1,8%</b>
<b>RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA</b>	<b>5.538.779</b>	<b>4.336.770</b>	<b>27,7%</b>
<b>CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA</b>			
Energia Elétrica Comprada Para Revenda	(3.018.384)	(2.165.933)	39,4%
Encargo de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição	(202.270)	(362.089)	-44,1%
	<b>(3.220.654)</b>	<b>(2.528.021)</b>	<b>27,4%</b>
<b>CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS</b>			
Pessoal	(332.483)	(244.968)	35,7%
Material	(55.095)	(39.785)	38,5%
Serviços de Terceiros	(185.253)	(149.219)	24,1%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(185.924)	(172.685)	7,7%
<i>PDD</i>	(46.696)	(46.051)	1,4%
<i>Despesas legais e judiciais</i>	-	(59.384)	-100,0%
<i>Outros</i>	(139.228)	(67.249)	107,0%
Custos com construção de infraestrutura	(414.627)	(217.035)	91,0%
Entidade de Previdência Privada	(28.831)	(13.913)	107,2%
Depreciação e Amortização	(304.323)	(246.081)	23,7%
Amortização do Intangível da Concessão	(72.116)	(61.887)	16,5%
	<b>(1.578.653)</b>	<b>(1.145.572)</b>	<b>37,8%</b>
<b>EBITDA<sup>1</sup></b>	<b>1.195.765</b>	<b>1.034.769</b>	<b>15,6%</b>
<b>RESULTADO DO SERVIÇO</b>	<b>739.472</b>	<b>663.176</b>	<b>11,5%</b>
<b>RESULTADO FINANCEIRO</b>			
Receitas	280.711	312.332	-10,1%
Despesas	(716.850)	(631.359)	13,5%
	<b>(436.138)</b>	<b>(319.027)</b>	<b>36,7%</b>
<b>EQUIVALÊNCIA PATRIMONIAL</b>			
Equivalência Patrimonial	79.854	63.625	25,5%
Amortização Mais Valia de Ativos	(145)	(145)	0,0%
	<b>79.709</b>	<b>63.480</b>	<b>25,6%</b>
<b>LUCRO ANTES DA TRIBUTAÇÃO</b>	<b>383.043</b>	<b>407.629</b>	<b>-6,0%</b>
Contribuição Social	(40.575)	(47.166)	-14,0%
Imposto de Renda	(110.347)	(128.016)	-13,8%
<b>LUCRO LÍQUIDO</b>	<b>232.121</b>	<b>232.446</b>	<b>-0,1%</b>
<b>Lucro líquido atribuído aos acionistas controladores</b>	<b>245.886</b>	<b>271.349</b>	<b>-9,4%</b>
<b>Lucro líquido atribuído aos acionistas não controladores</b>	<b>(13.765)</b>	<b>(38.902)</b>	<b>-64,6%</b>

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

## 11.4) Fluxo de Caixa – CPFL Energia

(em milhares de reais)



Consolidado		
	1T17	Últ. 12M
<b>Saldo Inicial do Caixa</b>	<b>6.164.997</b>	<b>4.405.795</b>
Lucro Líquido Antes dos Tributos	383.043	1.355.961
Depreciação e Amortização	376.718	1.359.915
Encargos de Dívida e Atualizações Monetárias e Cambiais	592.962	2.258.620
Consumidores, Concessionárias e Permissionárias	(347.285)	50.777
Ativo Financeiro Setorial	20.486	1.341.471
Contas a Receber - Aporte CDE/CCEE	(70.265)	299.563
Fornecedores	(479.421)	24.832
Passivo Financeiro Setorial	562.875	729.667
Contas a Pagar - CDE	(7.545)	(53.288)
Encargos de Dívidas e Debêntures Pagos	(457.262)	(1.581.730)
Imposto de Renda e Contribuição Social Pagos	(152.233)	(935.442)
Outros	(149.785)	(292.335)
	(110.755)	3.202.050
<b>Total de Atividades Operacionais</b>	<b>272.288</b>	<b>4.558.011</b>
<b>Atividades de Investimentos</b>		
Valor Pago em Combinações de Negócios, Líquido do Caixa Adquirido	-	(1.496.675)
Aquisições de Imobilizado e Adições de Intangível	(642.319)	(2.434.381)
Outros	(35.436)	(93.323)
<b>Total de Atividades de Investimentos</b>	<b>(677.755)</b>	<b>(4.024.379)</b>
<b>Atividades de Financiamento</b>		
Aumento de Capital por Acionistas Não Controladores	-	467
Captação de Empréstimos e Debêntures	801.737	4.158.904
Amortização de Principal de Empréstimos e Debêntures, Líquida de Derivativos	(1.479.465)	(3.784.902)
Dividendo e Juros sobre o Capital Próprio Pagos	(224.437)	(451.488)
Outros	20.448	15.405
<b>Total de Atividades de Financiamento</b>	<b>(881.717)</b>	<b>(61.614)</b>
<b>Geração de Caixa</b>	<b>(1.287.184)</b>	<b>472.018</b>
<b>Saldo Final do Caixa - 31/03/2017</b>	<b>4.877.813</b>	<b>4.877.813</b>

## 11.5) Demonstração de Resultados – Segmento de Geração Convencional (em milhares de reais)



Geração Convencional			
	1T17	1T16	Var.
<b>RECEITA OPERACIONAL</b>			
Fornecimento de Energia Elétrica			-
Suprimento de Energia Elétrica	279.499	259.272	7,8%
Outras Receitas Operacionais	2.818	1.682	67,5%
	<b>282.317</b>	<b>260.954</b>	<b>8,2%</b>
<b>DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL</b>	(25.166)	(24.157)	4,2%
<b>RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA</b>	<b>257.151</b>	<b>236.797</b>	<b>8,6%</b>
<b>CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA</b>			
Energia Elétrica Comprada Para Revenda	(15.394)	(19.814)	-22,3%
Encargo de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição	(6.579)	(5.852)	12,4%
	<b>(21.973)</b>	<b>(25.666)</b>	<b>-14,4%</b>
<b>CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS</b>			
Pessoal	(10.085)	(9.022)	11,8%
Material	(550)	(847)	-35,0%
Serviços de Terceiros	(5.487)	(4.636)	18,4%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(8.595)	(10.915)	-21,3%
Entidade de Previdência Privada	(517)	(322)	60,7%
Depreciação e Amortização	(28.173)	(28.305)	-0,5%
Amortização do Intangível da Concessão	(2.492)	(2.492)	0,0%
Amortização do ágio de aquisição			
	<b>(55.899)</b>	<b>(56.538)</b>	<b>-1,1%</b>
<b>EBITDA</b>	<b>289.654</b>	<b>248.869</b>	<b>16,4%</b>
<b>RESULTADO DO SERVIÇO</b>	<b>179.279</b>	<b>154.592</b>	<b>16,0%</b>
<b>RESULTADO FINANCEIRO</b>			
Receitas	50.508	44.851	12,6%
Despesas	(150.573)	(128.587)	17,1%
Juros Sobre o Capital Próprio			-
	<b>(100.065)</b>	<b>(83.736)</b>	<b>19,5%</b>
<b>EQUIVALÊNCIA PATRIMONIAL</b>			
Equivalência Patrimonial	79.709	63.480	25,6%
(-)Amortização Mais Valia de Ativos			0,0%
	<b>79.709</b>	<b>63.480</b>	<b>25,6%</b>
<b>LUCRO ANTES DA TRIBUTAÇÃO</b>	<b>158.924</b>	<b>134.336</b>	<b>18,3%</b>
Contribuição Social	(7.168)	(6.605)	8,5%
Imposto de Renda	(20.156)	(18.135)	11,1%
<b>LUCRO LÍQUIDO</b>	<b>131.599</b>	<b>109.596</b>	<b>20,1%</b>

## 11.6) Demonstração de Resultados – CPFL Renováveis

(em milhares de reais)



CPFL Renováveis				
	1T17	1T16	Var.	Var. %
<b>RECEITA OPERACIONAL</b>				
Fornecimento de Energia Elétrica	23.790	23.200	590	2,5%
Suprimento de Energia Elétrica	384.169	284.175	99.993	35,2%
Outras Receitas Operacionais	885	309	576	186,2%
	<b>408.844</b>	<b>307.685</b>	<b>101.159</b>	<b>32,9%</b>
<b>DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL</b>	(21.382)	(16.771)	(4.611)	27,5%
<b>RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA</b>	<b>387.462</b>	<b>290.914</b>	<b>96.548</b>	<b>33,2%</b>
<b>CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA</b>				
Energia Elétrica Comprada Para Revenda	(27.298)	(13.134)	(14.164)	107,8%
Encargo de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição	(23.892)	(18.236)	(5.657)	31,0%
	(51.191)	(31.370)	(19.820)	63,2%
<b>CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS</b>				
Pessoal	(22.910)	(20.335)	(2.574)	12,7%
Material	(4.878)	(3.511)	(1.367)	38,9%
Serviços de Terceiros	(46.278)	(42.096)	(4.182)	9,9%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(25.735)	(25.885)	149	-0,6%
Depreciação e Amortização	(112.208)	(95.497)	(16.710)	17,5%
Amortização do Intangível da Concessão	(38.625)	(37.800)	(825)	2,2%
	(250.634)	(225.124)	(25.510)	11,3%
<b>EBITDA <sup>(1)</sup></b>	<b>236.470</b>	<b>167.717</b>	<b>68.754</b>	<b>41,0%</b>
<b>RESULTADO DO SERVIÇO</b>	<b>85.637</b>	<b>34.419</b>	<b>51.218</b>	<b>148,8%</b>
<b>RESULTADO FINANCEIRO</b>				
Receitas	38.890	29.880	9.009	30,2%
Despesas	(162.541)	(163.959)	1.419	-0,9%
	(123.651)	(134.079)	10.428	-7,8%
<b>LUCRO ANTES DA TRIBUTAÇÃO</b>	<b>(38.014)</b>	<b>(99.660)</b>	<b>61.646</b>	<b>-61,9%</b>
Contribuição Social	(4.573)	(2.925)	(1.648)	56,3%
Imposto de Renda	(7.573)	(4.296)	(3.277)	76,3%
<b>LUCRO LÍQUIDO</b>	<b>(50.160)</b>	<b>(106.881)</b>	<b>56.721</b>	<b>-53,1%</b>

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.



## 11.7) Demonstração de Resultados – Segmento de Distribuição

(em milhares de reais)



Consolidado			
	1T17	1T16	Varição
<b>RECEITA OPERACIONAL</b>			
Fornecimento de Energia Elétrica	6.361.528	6.124.109	3,9%
Suprimento de Energia Elétrica	285.534	215.538	32,5%
Receita com construção de infraestrutura	378.442	214.423	76,5%
Atualização do ativo financeiro da concessão	48.923	87.380	-44,0%
Ativo e passivo financeiro setorial	(565.003)	(732.253)	-22,8%
Outras Receitas Operacionais	1.026.210	776.395	32,2%
	<b>7.535.635</b>	<b>6.685.592</b>	<b>12,7%</b>
<b>DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL</b>	<b>(3.073.282)</b>	<b>(3.158.707)</b>	<b>-2,7%</b>
<b>RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA</b>	<b>4.462.353</b>	<b>3.526.884</b>	<b>26,5%</b>
<b>CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA</b>			
Energia Elétrica Comprada Para Revenda	(2.632.925)	(1.882.032)	39,9%
Encargo de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição	(177.459)	(343.437)	-48,3%
	<b>(2.810.384)</b>	<b>(2.225.468)</b>	<b>26,3%</b>
<b>CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS</b>			
Pessoal	(223.800)	(165.749)	35,0%
Material	(38.810)	(28.315)	37,1%
Serviços de Terceiros	(194.435)	(144.128)	34,9%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(162.323)	(144.345)	12,5%
<i>PDD</i>	<i>(46.977)</i>	<i>(45.374)</i>	3,5%
<i>Despesas Legais e Judiciais</i>	<i>(45.827)</i>	<i>(50.533)</i>	-9,3%
<i>Outros</i>	<i>(69.519)</i>	<i>(48.438)</i>	43,5%
Custos com construção de infraestrutura	(378.442)	(214.423)	76,5%
Entidade de Previdência Privada	(28.315)	(13.591)	108,3%
Depreciação e Amortização	(151.151)	(118.085)	28,0%
Amortização do Intangível da Concessão	(15.322)	(5.918)	158,9%
Amortização do ágio de aquisição	(22.202)	(15.035)	47,7%
	<b>(1.214.798)</b>	<b>(849.587)</b>	<b>43,0%</b>
<b>EBITDA (IFRS)<sup>(1)</sup></b>	<b>625.845</b>	<b>590.866</b>	<b>5,9%</b>
<b>RESULTADO DO SERVIÇO</b>	<b>437.171</b>	<b>451.829</b>	<b>-3,2%</b>
<b>RESULTADO FINANCEIRO</b>			
Receitas	177.342	218.543	-18,9%
Despesas	(358.958)	(309.554)	16,0%
Juros Sobre o Capital Próprio	(181.616)	(91.011)	99,6%
	<b>255.554</b>	<b>360.818</b>	<b>-29,2%</b>
<b>LUCRO ANTES DA TRIBUTAÇÃO</b>			
Contribuição Social	(28.077)	(36.746)	-23,6%
Imposto de Renda	(77.273)	(102.051)	-24,3%
<b>Lucro Líquido (IFRS)</b>	<b>150.205</b>	<b>222.021</b>	<b>-32,3%</b>

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.

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



Consolidado (sem RGE Sul)			
	1T17	1T16	Varição
<b>RECEITA OPERACIONAL</b>			
Fornecimento de Energia Elétrica	5.197.280	6.124.109	-15,1%
Suprimento de Energia Elétrica	267.893	215.538	24,3%
Receita com construção de infraestrutura	293.779	214.423	37,0%
Atualização do ativo financeiro da concessão	40.784	87.380	-53,3%
Ativo e passivo financeiro setorial	(448.354)	(732.253)	-38,8%
Outras Receitas Operacionais	840.509	776.395	8,3%
	<b>6.191.890</b>	<b>6.685.592</b>	<b>-7,4%</b>
<b>DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL</b>	(2.496.035)	(3.158.707)	-21,0%
<b>RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA</b>	<b>3.695.855</b>	<b>3.526.884</b>	<b>4,8%</b>
<b>CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA</b>			
Energia Elétrica Comprada Para Revenda	(2.213.757)	(1.882.032)	17,6%
Encargo de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição	(139.658)	(343.437)	-59,3%
	<b>(2.353.415)</b>	<b>(2.225.468)</b>	<b>5,7%</b>
<b>CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS</b>			
Pessoal	(182.292)	(165.749)	10,0%
Material	(30.086)	(28.315)	6,3%
Serviços de Terceiros	(163.302)	(144.128)	13,3%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(139.113)	(144.345)	-3,6%
PDD	(38.951)	(45.374)	-14,2%
Despesas Legais e Judiciais	(44.127)	(50.533)	-12,7%
Outros	(56.035)	(48.438)	15,7%
Custos com construção de infraestrutura	(293.779)	(214.423)	37,0%
Entidade de Previdência Privada	(25.499)	(13.591)	87,6%
Depreciação e Amortização	(122.361)	(118.085)	3,6%
Amortização do Intangível da Concessão	(5.918)	(5.918)	0,0%
Amortização do ágio de aquisição	(15.035)	(15.035)	0,0%
	<b>(977.385)</b>	<b>(849.587)</b>	<b>15,0%</b>
<b>EBITDA Gerencial<sup>(1)</sup></b>	<b>508.369</b>	<b>590.866</b>	<b>-14,0%</b>
<b>RESULTADO DO SERVIÇO</b>	<b>365.056</b>	<b>451.829</b>	<b>-19,2%</b>
<b>RESULTADO FINANCEIRO</b>			
Receitas	155.569	218.543	-28,8%
Despesas	(309.388)	(309.554)	-0,1%
Juros Sobre o Capital Próprio	(153.819)	(91.011)	69,0%
	<b>211.237</b>	<b>360.818</b>	<b>-41,5%</b>
<b>LUCRO ANTES DA TRIBUTAÇÃO</b>			
Contribuição Social	(23.316)	(36.746)	-36,5%
Imposto de Renda	(64.228)	(102.051)	-37,1%
<b>Lucro Líquido Gerencial<sup>(2)</sup></b>	<b>123.693</b>	<b>222.021</b>	<b>-44,3%</b>

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.

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

Resumo da Demonstração de Resultados por Distribuidora (R\$ Mil)			
CPFL PAULISTA			
	1T17	1T16	Var.
<b>Receita Operacional Bruta</b>	<b>3.206.368</b>	<b>3.426.287</b>	<b>-6,4%</b>
Receita Operacional Líquida	1.892.227	1.807.781	4,7%
Custo com Energia Elétrica	(1.240.578)	(1.177.354)	5,4%
Custos e Despesas Operacionais	(490.483)	(423.936)	15,7%
Resultado do Serviço	161.165	206.492	-22,0%
<b>EBITDA (1)</b>	<b>217.374</b>	<b>258.863</b>	<b>-16,0%</b>
Resultado Financeiro	(72.602)	(40.489)	79,3%
Lucro antes da Tributação	88.563	166.003	-46,6%
<b>Lucro Líquido</b>	<b>52.268</b>	<b>104.295</b>	<b>-49,9%</b>
CPFL PIRATININGA			
	1T17	1T16	Var.
<b>Receita Operacional Bruta</b>	<b>1.415.587</b>	<b>1.587.552</b>	<b>-10,8%</b>
Receita Operacional Líquida	849.889	803.292	5,8%
Custo com Energia Elétrica	(576.675)	(521.982)	10,5%
Custos e Despesas Operacionais	(190.166)	(150.960)	26,0%
Resultado do Serviço	83.049	130.350	-36,3%
<b>EBITDA (1)</b>	<b>106.906</b>	<b>153.222</b>	<b>-30,2%</b>
Resultado Financeiro	(32.505)	(20.176)	61,1%
Lucro antes da Tributação	50.544	110.175	-54,1%
<b>Lucro Líquido</b>	<b>31.363</b>	<b>68.383</b>	<b>-54,1%</b>
RGE			
	1T17	1T16	Var.
<b>Receita Operacional Bruta</b>	<b>1.215.435</b>	<b>1.309.502</b>	<b>-7,2%</b>
Receita Operacional Líquida	728.517	709.202	2,7%
Custo com Energia Elétrica	(417.453)	(413.326)	1,0%
Custos e Despesas Operacionais	(211.525)	(200.073)	5,7%
Resultado do Serviço	99.539	95.804	3,9%
<b>EBITDA (1)</b>	<b>139.124</b>	<b>133.565</b>	<b>4,2%</b>
Resultado Financeiro	(37.486)	(19.741)	89,9%
Lucro antes da Tributação	62.053	76.063	-18,4%
<b>Lucro Líquido</b>	<b>39.555</b>	<b>49.149</b>	<b>-19,5%</b>
CPFL SANTA CRUZ			
	1T17	1T16	Var.
<b>Receita Operacional Bruta</b>	<b>159.595</b>	<b>155.251</b>	<b>2,8%</b>
Receita Operacional Líquida	102.760	88.093	16,6%
Custo com Energia Elétrica	(54.577)	(47.580)	14,7%
Custos e Despesas Operacionais	(30.064)	(25.941)	15,9%
Resultado do Serviço	18.119	14.573	24,3%
<b>EBITDA (1)</b>	<b>22.418</b>	<b>19.147</b>	<b>17,1%</b>
Resultado Financeiro	(3.356)	(4.297)	-21,9%
Lucro antes da Tributação	14.762	10.276	43,7%
<b>Lucro Líquido</b>	<b>9.321</b>	<b>6.514</b>	<b>43,1%</b>

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			
	1T17	1T16	Var.
<b>Receita Operacional Bruta</b>	<b>46.196</b>	<b>43.664</b>	<b>5,8%</b>
Receita Operacional Líquida	30.552	25.698	18,9%
Custo com Energia Elétrica	(14.258)	(13.584)	5,0%
Custos e Despesas Operacionais	(10.439)	(8.848)	18,0%
Resultado do Serviço	5.854	3.266	79,3%
<b>EBITDA (1)</b>	<b>7.474</b>	<b>4.976</b>	<b>50,2%</b>
Resultado Financeiro	(1.779)	(2.125)	-16,3%
Lucro antes da Tributação	4.075	1.140	257,4%
<b>Lucro Líquido</b>	<b>2.561</b>	<b>686</b>	<b>273,1%</b>

CPFL SUL PAULISTA			
	1T17	1T16	Var.
<b>Receita Operacional Bruta</b>	<b>60.734</b>	<b>63.239</b>	<b>-4,0%</b>
Receita Operacional Líquida	39.578	36.776	7,6%
Custo com Energia Elétrica	(19.574)	(19.789)	-1,1%
Custos e Despesas Operacionais	(13.983)	(11.863)	17,9%
Resultado do Serviço	6.021	5.123	17,5%
<b>EBITDA (1)</b>	<b>6.549</b>	<b>7.415</b>	<b>-11,7%</b>
Resultado Financeiro	(2.437)	(2.085)	16,9%
Lucro antes da Tributação	3.585	3.039	18,0%
<b>Lucro Líquido</b>	<b>2.207</b>	<b>1.926</b>	<b>14,6%</b>

CPFL JAGUARI			
	1T17	1T16	Var.
<b>Receita Operacional Bruta</b>	<b>54.898</b>	<b>65.577</b>	<b>-16,3%</b>
Receita Operacional Líquida	31.334	35.391	-11,5%
Custo com Energia Elétrica	(20.326)	(22.317)	-8,9%
Custos e Despesas Operacionais	(8.826)	(6.005)	47,0%
Resultado do Serviço	2.182	7.069	-69,1%
<b>EBITDA (1)</b>	<b>3.209</b>	<b>8.185</b>	<b>-60,8%</b>
Resultado Financeiro	(2.499)	(1.171)	113,4%
Lucro antes da Tributação	(317)	5.898	-105,4%
<b>Lucro Líquido</b>	<b>(392)</b>	<b>3.746</b>	<b>-110,5%</b>

CPFL MOCOCA			
	1T17	1T16	Var.
<b>Receita Operacional Bruta</b>	<b>33.077</b>	<b>34.519</b>	<b>-4,2%</b>
Receita Operacional Líquida	20.998	20.651	1,7%
Custo com Energia Elétrica	(9.973)	(9.537)	4,6%
Custos e Despesas Operacionais	(6.864)	(6.927)	-0,9%
Resultado do Serviço	4.161	4.187	-0,6%
<b>EBITDA (1)</b>	<b>5.315</b>	<b>5.494</b>	<b>-3,3%</b>
Resultado Financeiro	(1.036)	(1.671)	-38,0%
Lucro antes da Tributação	3.126	2.515	24,3%
<b>Lucro Líquido</b>	<b>1.965</b>	<b>1.613</b>	<b>21,8%</b>

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			
	1T17	1T16	Var.
<b>Receita Operacional Bruta</b>	<b>1.343.745</b>	-	<b>0,0%</b>
Receita Operacional Líquida	766.497	-	0,0%
Custo com Energia Elétrica	(456.969)	-	0,0%
Custos e Despesas Operacionais	(237.414)	-	0,0%
Resultado do Serviço	72.115	-	0,0%
<b>EBITDA (1)</b>	<b>117.477</b>	-	<b>0,0%</b>
Resultado Financeiro	(27.798)	-	0,0%
Lucro antes da Tributação	44.317	-	0,0%
<b>Lucro Líquido</b>	<b>26.512</b>	-	<b>0,0%</b>

Nota:

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

## 11.10) Vendas na Área de Concessão por Distribuidora (em GWh)

CPFL Paulista			
	1T17	1T16	Var.
Residencial	2.392	2.360	1,3%
Industrial	2.532	2.546	-0,6%
Comercial	1.455	1.476	-1,4%
Outros	1.033	994	3,9%
<b>Total</b>	<b>7.411</b>	<b>7.376</b>	<b>0,5%</b>
CPFL Piratininga			
	1T17	1T16	Var.
Residencial	1.051	1.042	0,8%
Industrial	1.483	1.600	-7,3%
Comercial	647	640	1,1%
Outros	282	279	1,2%
<b>Total</b>	<b>3.463</b>	<b>3.562</b>	<b>-2,8%</b>
RGE			
	1T17	1T16	Var.
Residencial	686	665	3,2%
Industrial	792	764	3,7%
Comercial	371	377	-1,7%
Outros	758	724	4,7%
<b>Total</b>	<b>2.607</b>	<b>2.530</b>	<b>3,0%</b>
CPFL Santa Cruz			
	1T17	1T16	Var.
Residencial	94	93	1,0%
Industrial	51	55	-6,1%
Comercial	44	43	0,5%
Outros	90	85	5,7%
<b>Total</b>	<b>279</b>	<b>276</b>	<b>0,9%</b>
CPFL Jaguari			
	1T17	1T16	Var.
Residencial	23	23	0,8%
Industrial	94	99	-4,4%
Comercial	14	13	8,3%
Outros	9	10	-2,5%
<b>Total</b>	<b>141</b>	<b>145</b>	<b>-2,3%</b>
CPFL Mococa			
	1T17	1T16	Var.
Residencial	20	19	1,1%
Industrial	15	16	-3,9%
Comercial	8	8	-2,9%
Outros	15	14	5,7%
<b>Total</b>	<b>57</b>	<b>57</b>	<b>0,3%</b>
CPFL Leste Paulista			
	1T17	1T16	Var.
Residencial	26	26	0,6%
Industrial	22	21	4,8%
Comercial	12	12	-1,6%
Outros	25	22	15,5%
<b>Total</b>	<b>85</b>	<b>80</b>	<b>5,4%</b>
CPFL Sul Paulista			
	1T17	1T16	Var.
Residencial	37	37	0,8%
Industrial	45	47	-2,6%
Comercial	16	15	3,3%
Outros	24	23	4,4%
<b>Total</b>	<b>122</b>	<b>122</b>	<b>0,5%</b>
RGE Sul (*)			
	1T17	1T16	Var.
Residencial	800	-	0,0%
Industrial	628	-	0,0%
Comercial	378	-	0,0%
Outros	742	-	0,0%
<b>Total</b>	<b>2.549</b>	<b>-</b>	<b>0,0%</b>

Nota: (\*) Considera as vendas na área de concessão do 1T17.

## 11.11) Vendas no Mercado Cativo por Distribuidora (em GWh)

CPFL Paulista			
	1T17	1T16	Var.
Residencial	2.392	2.360	1,3%
Industrial	688	884	-22,2%
Comercial	1.161	1.326	-12,4%
Outros	994	961	3,4%
<b>Total</b>	<b>5.235</b>	<b>5.531</b>	<b>-5,4%</b>
CPFL Piratininga			
	1T17	1T16	Var.
Residencial	1.051	1.042	0,8%
Industrial	322	463	-30,4%
Comercial	507	569	-10,9%
Outros	249	268	-7,2%
<b>Total</b>	<b>2.129</b>	<b>2.342</b>	<b>-9,1%</b>
RGE			
	1T17	1T16	Var.
Residencial	686	665	3,2%
Industrial	288	349	-17,4%
Comercial	345	360	-4,2%
Outros	754	724	4,2%
<b>Total</b>	<b>2.073</b>	<b>2.097</b>	<b>-1,2%</b>
CPFL Santa Cruz			
	1T17	1T16	Var.
Residencial	94	93	1,0%
Industrial	26	43	-37,8%
Comercial	41	43	-6,4%
Outros	90	85	5,7%
<b>Total</b>	<b>251</b>	<b>264</b>	<b>-5,0%</b>
CPFL Jaguari			
	1T17	1T16	Var.
Residencial	23	23	0,8%
Industrial	52	72	-27,7%
Comercial	14	13	8,3%
Outros	9	10	-2,5%
<b>Total</b>	<b>99</b>	<b>118</b>	<b>-16,0%</b>
CPFL Mococa			
	1T17	1T16	Var.
Residencial	20	19	1,1%
Industrial	8	8	0,5%
Comercial	8	8	-4,3%
Outros	15	14	5,7%
<b>Total</b>	<b>51</b>	<b>50</b>	<b>1,4%</b>
CPFL Leste Paulista			
	1T17	1T16	Var.
Residencial	26	26	0,6%
Industrial	7	7	5,0%
Comercial	12	12	-1,6%
Outros	25	22	15,5%
<b>Total</b>	<b>70</b>	<b>66</b>	<b>5,6%</b>
CPFL Sul Paulista			
	1T17	1T16	Var.
Residencial	37	37	0,8%
Industrial	25	24	5,2%
Comercial	16	15	3,3%
Outros	24	23	4,4%
<b>Total</b>	<b>102</b>	<b>99</b>	<b>3,1%</b>
RGE Sul (*)			
	1T17	1T16	Var.
Residencial	800	-	0,0%
Industrial	214	-	0,0%
Comercial	339	-	0,0%
Outros	741	-	0,0%
<b>Total</b>	<b>2.095</b>	<b>-</b>	<b>0,0%</b>

Nota: (\*) Considera as vendas no mercado cativo do 1T17.

## 11.12) 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 (1T17)

#### Dívida Líquida - Projetos de Geração

março-17	Subsidiárias controladas majoritariamente (100% consolidadas)				Investidas contabilizadas por equivalência patrimonial					Total
	CERAN	CPFL Renováveis	Lajeado	Subtotal	Enercan	Baesa	Chapeco- ense	Epasa	Subtotal	
Dívida bruta	299	6,459	36	<b>6,794</b>	219	127	1,402	246	<b>1,994</b>	<b>8,788</b>
(-) Caixa e equivalentes de caixa	(276)	(732)	(25)	<b>(1,032)</b>	(375)	(21)	(220)	(95)	<b>(712)</b>	<b>(1,744)</b>
<b>Dívida líquida</b>	<b>23</b>	<b>5,727</b>	<b>11</b>	<b>5,761</b>	<b>(156)</b>	<b>106</b>	<b>1,181</b>	<b>152</b>	<b>1,282</b>	<b>7,044</b>
Participação CPFL (%)	65%	51.60%	59.93%	-	48.72%	25.01%	51%	53.34%	-	-
<b>Dívida líquida dos projetos</b>	<b>15</b>	<b>2,956</b>	<b>7</b>	<b>2,977</b>	<b>(76)</b>	<b>26</b>	<b>602</b>	<b>81</b>	<b>634</b>	<b>3,611</b>

#### Reconciliação

CPFL Energia	
Dívida bruta	20,866
(-) Caixa e equivalentes de caixa	(4,878)
<b>Dívida líquida (IFRS)</b>	<b>15,988</b>
(-) Projetos 100%	(5,761)
(+) Consolidação proporcional	3,611
<b>Dívida líquida (Pro Forma)</b>	<b>13,837</b>

### Reconciliação do EBITDA Pro Forma (1T17 - últimos doze meses)

#### EBITDA - Projetos de Geração

1T17	Subsidiárias controladas majoritariamente (100% consolidadas)				Investidas contabilizadas por equivalência patrimonial					Total
	CERAN	CPFL Renováveis	Lajeado	Subtotal	Enercan	Baesa	Chapeco- ense	Epasa	Subtotal	
Receita operacional	299	1,739	33	<b>2,071</b>	571	219	802	577	<b>2,169</b>	<b>4,240</b>
Despesa operacional	(68)	(677)	(26)	<b>(771)</b>	(123)	(104)	(148)	(355)	<b>(731)</b>	<b>(1,502)</b>
<b>EBITDA</b>	<b>232</b>	<b>1,062</b>	<b>7</b>	<b>1,300</b>	<b>448</b>	<b>115</b>	<b>654</b>	<b>221</b>	<b>1,438</b>	<b>2,738</b>
Participação CPFL (%)	65%	51.60%	59.93%	-	48.72%	25.01%	51%	53.34%	-	-
<b>EBITDA proporcional</b>	<b>151</b>	<b>548</b>	<b>4</b>	<b>703</b>	<b>218</b>	<b>29</b>	<b>334</b>	<b>118</b>	<b>699</b>	<b>1,401</b>

#### Reconciliação

CPFL Energia - 1T17LTM	
<b>Lucro Líquido</b>	<b>879</b>
Amortização	1,360
Resultado financeiro	1,571
IR/CS	477
<b>EBITDA</b>	<b>4,287</b>
(-) Equivalência patrimonial	(328)
(-) EBITDA - Projetos 100%	(1,300)
(+) EBITDA Proporcional	1,401
(+) RGE Sul Abril/16 a Março/17 <sup>1</sup>	132
<b>EBITDA Pro Forma</b>	<b>4,192</b>

<b>Dívida líquida / EBITDA Pro Forma</b>	<b>3,3x</b>
--	-------------

#### Notas:

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