

**São Paulo, 12 de maio de 2016** – A CPFL Energia S.A. (BM&FBOVESPA: CPFE3 e NYSE: CPL), anuncia seu **resultado do 1T16**. 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 1T15, salvo indicação contrária.

## CPFL ENERGIA ANUNCIA OS RESULTADOS DO 1T16

Indicadores (R\$ Milhões)	1T16	1T15	Var.
Vendas na Área de Concessão - GWh	14.147	15.114	-6,4%
Mercado Cativo	10.568	11.152	-5,2%
TUSD	3.579	3.962	-9,7%
Receita Operacional Bruta <sup>(1)</sup>	7.281	7.405	-1,7%
Receita Operacional Líquida <sup>(1)</sup>	4.032	5.059	-20,3%
EBITDA (IFRS) <sup>(2)</sup>	947	972	-2,6%
EBITDA Gerencial <sup>(3)</sup>	949	1.003	-5,3%
Lucro Líquido (IFRS)	232	142	63,3%
Lucro Líquido Gerencial <sup>(4)</sup>	267	251	6,7%
Investimentos	446	331	34,8%

Notas:

- (1) Exclui Receita de Construção;
- (2) O EBITDA (IFRS) é calculado a partir da soma do lucro líquido, impostos, resultado financeiro e depreciação/amortização, conforme Instrução CVM 527/12;
- (3) O EBITDA Gerencial considera as participações equivalentes em cada um dos ativos nos quais a CPFL Energia possui participação e exclui os efeitos não recorrentes e a variação cambial de Itaipu;
- (4) O Lucro Líquido Gerencial considera as participações equivalentes em cada um dos ativos nos quais a CPFL Energia possui participação e exclui os efeitos não recorrentes.

### DESTAQUES 1T16

- Redução de **6,4%** nas vendas na área de concessão – residencial (**-4,6%**), comercial (**-5,2%**) e industrial (**-10,5%**)
- Manutenção da **demanda contratada: +0,5%** Fora Ponta e **+0,1%** Ponta (mar/16 x mar/15)
- Redução de **56% no saldo de CVA** – de R\$ 1,7 bi em dez/15 para R\$ 0,7 bi em mar/16
- **Reajuste tarifário da CPFL Paulista**, em abr/16, com um **efeito médio de 7,55%** a ser percebido pelos consumidores
- Aprovação do **processo de revisão tarifária** periódica de 5 distribuidoras, com efeito médio a ser percebido pelos consumidores de: **CPFL Jaguari (13,25%), CPFL Mococa (9,02%), CPFL Leste Paulista (13,32%), CPFL Santa Cruz (7,15%) e CPFL Sul Paulista (12,82%)**
- Entrada em operação da **PCH Mata Velha (24 MW)** e de **4 UGs** dos complexos eólicos Campo dos Ventos e São Benedito (**8 MW**), em mai/16
- Repactuação do **risco hidrológico**, da usina de Baesa (26 MW médios), gerando um benefício adicional de **R\$ 8 milhões**
- Redução de **R\$ 143 milhões** nas despesas com **GSF**
- Investimentos de **R\$ 446 milhões**
- Anúncio do **processo de sucessão do CEO**, com fase de transição até 01/julho/2016
- Aprovação da proposta de aumento de capital por meio de **bonificação de ações**; novas ações distribuídas aos acionistas em **05/mar/16**
- Divulgação, em 31/mar, do **Relatório Anual 2015**

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

- Sexta-feira, 13 de maio de 2016 – 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.....	6
2.1) Vendas na Área de Concessão das Distribuidoras.....	6
2.1.1) Participação de cada Classe nas Vendas na Área de Concessão .....	7
2.1.2) Vendas no Mercado Cativo .....	7
2.1.3) TUSD (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) Apresentação dos números gerenciais .....	11
4) DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO.....	12
4.1) Ativos e Passivos Financeiros Setoriais.....	12
4.2) Receita Operacional .....	13
4.3) Custo com Energia Elétrica .....	13
4.4) Custos e Despesas Operacionais .....	15
4.5) EBITDA.....	18
4.6) Resultado Financeiro.....	18
4.7) Lucro Líquido.....	21
5) ENDIVIDAMENTO.....	22
5.1) Dívida em IFRS .....	22
5.2) Dívida no critério <i>Pro Forma</i> .....	23
5.2.1) Movimentação da dívida no critério <i>Pro Forma</i> (R\$ Bilhões) .....	23
5.2.2) Cronograma de Amortização da Dívida no critério <i>Pro Forma</i> .....	23
5.2.3) Indexação e Custo da Dívida no critério <i>Pro Forma</i> .....	25
5.3) Dívida Líquida no critério <i>Covenant</i> e Alavancagem .....	25
5.4) Ratings .....	26
6) INVESTIMENTOS .....	26
6.1) Investimentos realizados .....	26
6.2) Investimentos projetados .....	28
7) DESTINAÇÃO DO RESULTADO.....	29
8) MERCADO DE CAPITALIS.....	31
8.1) Desempenho das Ações .....	31
8.2) Volume Médio Diário .....	31
9) GOVERNANÇA CORPORATIVA.....	32
10) ESTRUTURA SOCIETÁRIA– 31/03/2016.....	33
11) DESEMPENHO DOS SEGMENTOS DE NEGÓCIO.....	34
11.1) Segmento de Distribuição .....	34
11.1.1) Desempenho Econômico-Financeiro .....	34
11.1.1.1) Ativos e Passivos Financeiros Setoriais .....	34
11.1.1.2) Receita Operacional.....	35
11.1.1.3) Custo com Energia Elétrica.....	35
11.1.1.4) Custos e Despesas Operacionais .....	36
11.1.1.5) EBITDA.....	38
11.1.1.6) Resultado Financeiro .....	38

11.1.1.7) Lucro Líquido.....	40
11.1.2) Reajuste Tarifário Anual.....	41
11.1.3) Revisão Tarifária Periódica.....	42
11.1.4) 4º Ciclo de Revisão Tarifária Periódica.....	42
11.1.5) Revisão Tarifária Extraordinária (RTE) de 2015.....	43
11.1.6) Indicadores Operacionais.....	44
11.1.6.1) DEC e FEC.....	44
11.1.6.2) Perdas.....	44
11.2) Segmentos de Comercialização e Serviços.....	45
11.3) Segmento de Geração Convencional.....	46
11.3.1) Desempenho Econômico-Financeiro.....	46
11.4) CPFL Renováveis.....	49
11.4.1) Desempenho Econômico-Financeiro.....	49
11.4.2) Status dos Projetos de Geração – 100%.....	52
12) ANEXOS.....	54
12.1) Balanço Patrimonial (Ativo) – CPFL Energia.....	54
12.2) Balanço Patrimonial (Passivo) – CPFL Energia.....	55
12.3) Demonstração de Resultados – CPFL Energia (IFRS).....	56
12.4) Demonstração de Resultados – CPFL Energia (Gerencial).....	57
12.5) Fluxo de Caixa – CPFL Energia.....	58
12.6) Demonstração de Resultados – Segmento de Geração Convencional (IFRS).....	59
12.7) Demonstração de Resultados – Segmento de Geração Convencional (Gerencial).....	60
12.8) Demonstração de Resultados – CPFL Renováveis (IFRS).....	61
12.9) Demonstração de Resultados – CPFL Renováveis (Gerencial).....	62
12.10) Demonstração de Resultados – Segmento de Distribuição (IFRS).....	63
12.11) Demonstração de Resultados – Segmento de Distribuição (Gerencial).....	64
12.12) Desempenho Econômico-Financeiro por Distribuidora.....	65
12.13) Vendas na Área de Concessão por Distribuidora (em GWh).....	67
12.14) Vendas no Mercado Cativo por Distribuidora (em GWh).....	68

## 1) MENSAGEM DO PRESIDENTE

Iniciamos mais um ano de grandes desafios para o Brasil e também para o setor elétrico. No 1T16, o consumo de energia na área de concessão das distribuidoras do grupo continuou sofrendo os efeitos da desaceleração da economia e dos elevados reajustes tarifários (todos eles não gerenciáveis pela distribuidora) e recuou 6,4% na comparação com o 1T15. A classe residencial teve queda de 4,6% no consumo, puxada também pelo aumento no desemprego e queda na massa de renda real. Já a classe comercial teve retração de 5,2%, refletindo principalmente o declínio das vendas no comércio varejista. Por fim, a classe industrial teve significativa retração de 10,5%, fortemente correlacionada com a queda na produção industrial. Preocupada com o possível impacto da crise nos níveis de inadimplência, a CPFL fortaleceu suas ações de cobrança desde julho de 2015, incrementando em mais de 50% o número de cortes, cobranças e negativas entre outras ações.

As cinco distribuidoras que assinaram os novos contratos de concessão em dezembro de 2015 (CPFL Santa Cruz, CPFL Leste Paulista, CPFL Sul Paulista, CPFL Mococa e CPFL Jaguari), passaram em março pelo 4º ciclo de Revisão Tarifária e os investimentos realizados ao longo do ciclo anterior, somados às melhores condições oferecidas no novo ciclo, garantiram aumentos de parcela B entre 6% e 20%. Já a CPFL Paulista, a maior distribuidora do grupo CPFL, teve seu reajuste tarifário anual aplicado no início de abril, com efeito ao consumidor de 7,55%, percentual menor que os índices de inflação acumulados, uma boa notícia para o consumidor. Essa tendência de queda nas tarifas de energia, impulsionada também pela aplicação das bandeiras verdes (sem cobrança adicional na tarifa) desde abril de 2016, deve se repetir em outras distribuidoras do setor.

A ANEEL vem tratando o tema da sobrecontratação das distribuidoras de energia e, até agora, já concluiu as Audiências Públicas nº 004/2016 (cotas) e nº 012/2016 (renegociação bilateral de contratos com os geradores). Tais medidas mitigam a questão da sobrecontratação das distribuidoras do grupo CPFL Energia em 2016. Porém vemos ainda um longo caminho pela frente até que o problema seja resolvido de forma estrutural. De acordo com a regulação, a distribuidora deve contratar entre 100% e 105% das necessidades de energia para suprir seu mercado cativo.

No tema do risco hidrológico dos geradores hidrelétricos (GSF), após a repactuação da maior parte de nossos contratos no ACR (Ambiente de Contratação Regulado) no 4T15, concluímos a repactuação da usina de Baesa (Barra Grande Energia) na modalidade SP100, protegendo essa usina de 100% dos efeitos do GSF até o final de seus contratos regulados. Isso gerou um benefício de R\$ 8 milhões no EBITDA do 1T16. A estratégia de repactuar esse risco tem por objetivo devolver a previsibilidade e estabilidade dos fluxos de caixa dos geradores hidrelétricos.

Na geração renovável, mostramos mais uma vez a estratégia acertada de nossa subsidiária CPFL Renováveis na implantação de seus projetos. Agora no início de maio, a PCH Mata Velha entrou em operação comercial, com 24 MW de capacidade instalada, mais de um ano e meio antes do início do suprimento de seu contrato, gerando a possibilidade de comercialização de sua energia no mercado livre, até o final de 2017. Também tiveram autorização da ANEEL para entrar em operação os primeiros aerogeradores dos parques eólicos de Campo dos Ventos e São Benedito, localizados no estado do Rio Grande do Norte, adicionando 8,4 MW de capacidade instalada. Este será nosso maior complexo eólico (231 MW de capacidade instalada) e com maior fator de capacidade (58,5%), sendo vendido no mercado livre para nossa comercializadora, a CPFL Brasil. A geração de energia renovável subiu 2,5%, fruto da diversificação geográfica e de fontes de seu portfólio, permitindo assim que a fraca geração eólica do trimestre fosse compensada por outras fontes de energia.

A alavancagem do Grupo CPFL Energia medida pelo indicador Dívida Líquida/EBITDA chegou a 3,42x ao final do 1T16, quando consideramos a contribuição proporcional de cada projeto nesse indicador, mesmo critério utilizado para medir os covenants financeiros da companhia. Num movimento iniciado no 4T15, continuamos recuperando o saldo de CVAs (ativos regulatórios), que encerraram o trimestre em R\$ 0,7 bilhão, diminuindo a necessidade de tomada de recursos para

cobrir o descasamento das tarifas. O saldo de caixa da Companhia, de R\$ 4,2 bilhões, é mais do que o suficiente para cobrir os vencimentos de dívida até o final de 2017, reforçando a estratégia do grupo de prezar pela liquidez, o que tem se mostrado acertado nesse momento de estresse de crédito.

No último mês de abril, o Conselho de Administração deliberou a escolha de André Dorf para assumir o cargo de Diretor Presidente da Companhia, dando curso ao meu processo de sucessão. Após 18 anos no grupo CPFL, fico satisfeito de ver uma sucessão extremamente bem planejada e uma transição tranquila, que acontecerá até 1º de julho de 2016, momento em que André assumirá. André já está há três anos no grupo, à frente da CPFL Renováveis, e tem todas as características e competência para assumir o desafio de liderar a nova fase de crescimento do grupo.

Fica aqui registrado o meu agradecimento à confiança depositada pelo Conselho de Administração nesses anos à frente da CPFL Energia. Nessa nova fase, a Diretoria Executiva segue conduzindo a estratégia de disciplina financeira, excelência operacional e busca pela produtividade, garantindo a sustentabilidade de longo prazo de nossos negócios.

**Wilson Ferreira Jr.**

Presidente da CPFL Energia

## 2) VENDAS DE ENERGIA

### 2.1) Vendas na Área de Concessão das Distribuidoras

No 1T16, as vendas na área de concessão, realizadas por meio do segmento de distribuição, totalizaram 14.147 GWh, uma redução de 6,4%.

Vendas na Área de Concessão - GWh			
	1T16	1T15	Var.
Mercado Cativo	10.568	11.152	-5,2%
TUSD	3.579	3.962	-9,7%
<b>Total</b>	<b>14.147</b>	<b>15.114</b>	<b>-6,4%</b>

No 1T16, as vendas para o mercado cativo totalizaram 10.568 GWh, uma queda de 5,2%. 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 3.579 GWh no 1T16, uma redução de 9,7%. Essas reduções são reflexo do cenário macroeconômico adverso, que vem resultando na queda da produção industrial, no menor volume de vendas do comércio varejista e na redução da massa de renda real.

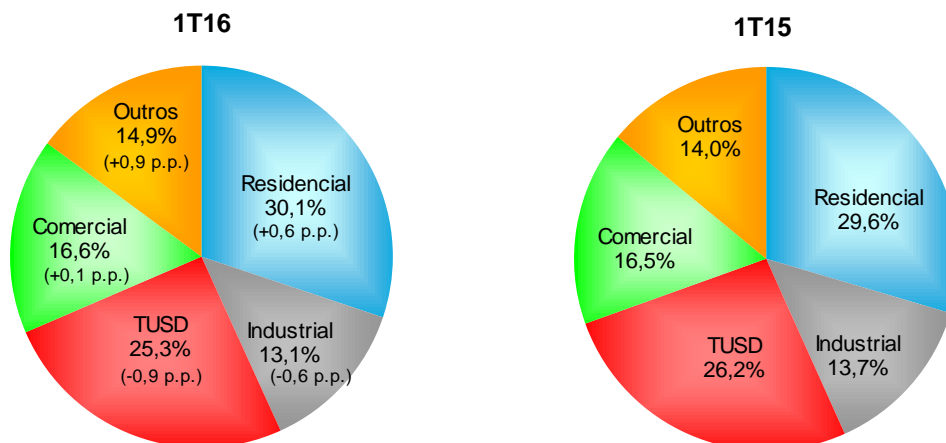
Vendas na Área de Concessão - GWh				
	1T16	1T15	Var.	Part.
Residencial	4.265	4.471	-4,6%	30,1%
Industrial	5.146	5.749	-10,5%	36,4%
Comercial	2.585	2.728	-5,2%	18,3%
Outros	2.150	2.167	-0,8%	15,2%
<b>Total</b>	<b>14.147</b>	<b>15.114</b>	<b>-6,4%</b>	<b>100,0%</b>

Nota: As tabelas de vendas na área de concessão por distribuidora estão anexas a este relatório, no item 12.13.

Destacam-se no 1T16, na área de concessão:

- **Classe residencial e comercial (30,1% e 18,3% das vendas totais, respectivamente):** redução de 4,6% e de 5,6%, respectivamente. Esse desempenho reflete a piora no mercado de trabalho, com o aumento do desemprego e a diminuição da massa de renda real, além do aumento das tarifas de energia elétrica observado em 2015.
- **Classe industrial (36,4% das vendas totais):** queda de 10,5%, refletindo a desaceleração da atividade econômica, a queda do nível de confiança dos empresários na indústria e os estoques excessivos observados na indústria. Nesse mesmo período, a produção industrial teve queda de 11,9%. Entre as maiores distribuidoras do grupo, destacamos a CPFL Piratininga, com redução de 16,1% (ou 308 GWh). Já a CPFL Paulista registrou queda de -6,8% (ou 184 GWh) e a RGE teve uma retração de 8,7% (ou 73 GWh).

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



Nota: Entre parênteses, a variação em pontos percentuais do 1T15 para o 1T16.

### 2.1.2) Vendas no Mercado Cativo

Vendas no Mercado Cativo - GWh			
	1T16	1T15	Var.
Residencial	4.265	4.471	-4,6%
Industrial	1.849	2.073	-10,8%
Comercial	2.347	2.487	-5,6%
Outros	2.107	2.122	-0,7%
<b>Total</b>	<b>10.568</b>	<b>11.152</b>	<b>-5,2%</b>

Nota: As tabelas de vendas no mercado cativo por distribuidora estão anexas a este relatório, no item 12.14.

As vendas no mercado cativo foram influenciadas, principalmente, pela redução do consumo na classe industrial que, por sua vez, reflete a desaceleração da atividade econômica, a queda do nível de confiança e os estoques excessivos, como explicado anteriormente. Outro fator que influenciou o mercado cativo foi o desempenho da classe residencial, que apresentou queda de 4,6% ante a forte base de comparação do 1T15, período que antecedeu os expressivos reajustes tarifários e a piora no mercado de trabalho.

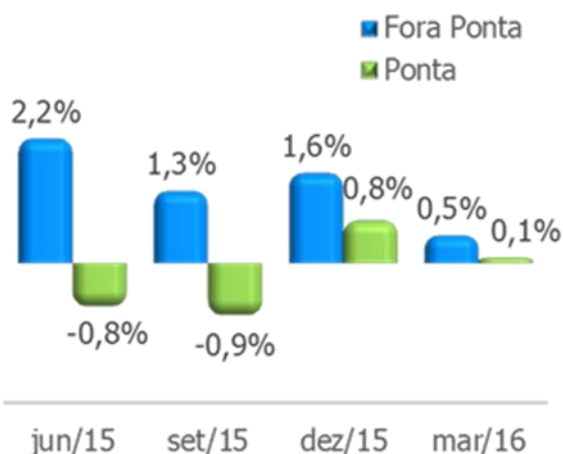
### 2.1.3) TUSD (consumo dos clientes livres)

TUSD - GWh			
	1T16	1T15	Var.
Industrial	3.297	3.676	-10,3%
Comercial	238	241	-1,2%
Outros	44	45	-3,3%
<b>Total</b>	<b>3.579</b>	<b>3.962</b>	<b>-9,7%</b>

TUSD por Distribuidora - GWh			
	1T16	1T15	Var.
CPFL Paulista	1.845	1.932	-4,5%
CPFL Piratininga	1.219	1.455	-16,2%
RGE	432	468	-7,6%
CPFL Santa Cruz	12	12	2,3%
CPFL Jaguari	27	19	40,1%
CPFL Mococa	7	6	14,6%
CPFL Leste Paulista	14	11	21,2%
CPFL Sul Paulista	23	58	-61,0%
<b>Total</b>	<b>3.579</b>	<b>3.962</b>	<b>-9,7%</b>

## 2.2) Demanda contratada % (alta tensão)

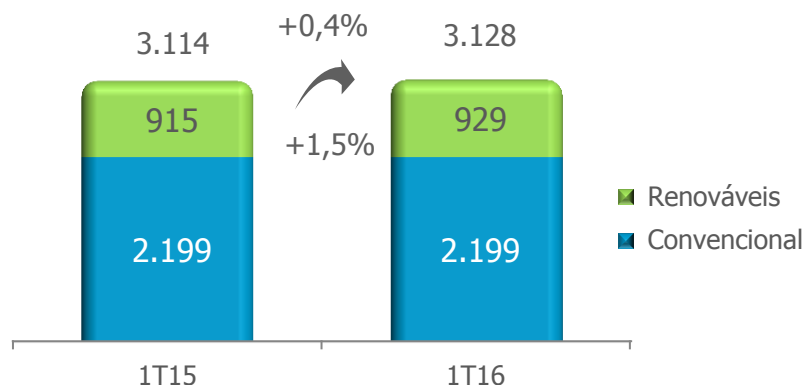
Evolução da demanda contratada | % em relação ao mesmo mês do ano anterior



## 2.3) Capacidade instalada da Geração

No 1T16, a capacidade instalada de Geração do grupo CPFL Energia, considerando sua participação em cada um dos projetos, alcançava 3.128 MW, o que representa uma expansão de 0,4% em relação ao 1T15. Esse aumento deve-se à adição do parque eólico Morro dos Ventos II (2T15).

Capacidade instalada da Geração | MW



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



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

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

Em 31 de dezembro de 2015 e de 2014, a participação de acionistas não controladores destacada no consolidado refere-se à participação de terceiros detida nas controladas CERAN, Paulista Lajeado e CPFL Renováveis.

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	4.218	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	1.659	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	1.444	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	205	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	57	30 anos	Julho de 2045
Companhia Jaguari de Energia ("CPFL Jaguari")	Sociedade por ações de capital fechado	Direta 100%	Interior de São Paulo	2	39	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	83	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	46	30 anos	Julho de 2045

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

Notas:

- (a) PCH - Pequena Central Hidrelétrica.
- (b) O empreendimento controlado em conjunto Chapecoense possui como controlada direta a Foz do Chapecó, e consolida suas demonstrações financeiras de forma integral.
- (c) A Paulista Lajeado possui 7% de participação na potência instalada da Investco S.A (5,94% de participação no capital social total).
- (d) CGH – Central Geradora Hidrelétrica.

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

- (f) 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").
- (g) 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.
- (h) 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.

Outras	Tipo de Sociedade	Atividade preponderante	Participação Societária
CPFL Jaguariúna Participações Ltda ("CPFL Jaguariuna")	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%

### 3.1) Consolidação da CPFL Renováveis

Em 31 de dezembro de 2015, 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) Apresentação dos números gerenciais

Desde o 1T14, a apresentação dos números gerenciais é feita considerando as participações equivalentes em cada um dos ativos nos quais a CPFL Energia possui participação. Portanto, o resultado dos números gerenciais já exclui as participações de acionistas minoritários.

## 4) DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO

DRE Consolidado - CPFL ENERGIA (IFRS - R\$ Milhões)			
	1T16	1T15	Var.
<b>Receita Operacional Bruta<sup>2</sup></b>	7.281	7.405	<b>-1,7%</b>
<b>Receita Operacional Líquida<sup>2</sup></b>	<b>4.032</b>	<b>5.059</b>	<b>-20,3%</b>
Custo com Energia Elétrica	(2.528)	(3.598)	-29,7%
Custos e Despesas Operacionais	(1.146)	(1.051)	9,0%
Resultado do Serviço	576	641	-10,2%
<b>EBITDA<sup>3</sup></b>	<b>947</b>	<b>972</b>	<b>-2,6%</b>
Resultado Financeiro	(232)	(367)	-36,8%
Lucro Antes da Tributação	408	291	40,0%
<b>Lucro Líquido</b>	<b>232</b>	<b>142</b>	<b>63,3%</b>

DRE Consolidado - CPFL ENERGIA (Gerencial - R\$ Milhões) <sup>1</sup>			
	1T16	1T15	Var.
<b>Receita Operacional Bruta<sup>2</sup></b>	7.233	7.263	<b>-0,4%</b>
<b>Receita Operacional Líquida<sup>2</sup></b>	<b>3.985</b>	<b>4.954</b>	<b>-19,6%</b>
Custo com Energia Elétrica	(2.400)	(3.356)	-28,5%
Custos e Despesas Operacionais	(1.123)	(1.106)	1,6%
Resultado do Serviço	679	723	-6,1%
<b>EBITDA<sup>3</sup></b>	<b>949</b>	<b>1.003</b>	<b>-5,3%</b>
Resultado Financeiro	(217)	(284)	-23,7%
Lucro Antes da Tributação	462	439	5,3%
<b>Lucro Líquido</b>	<b>267</b>	<b>251</b>	<b>6,7%</b>

Notas:

- (1) Os dados gerenciais consideram as participações equivalentes em cada um dos ativos nos quais a CPFL Energia possui participação e excluem os efeitos não recorrentes. As aberturas dos ajustes no EBITDA Gerencial e no Lucro Líquido Gerencial encontram-se nos itens 4.5 e 4.7 deste relatório;
- (2) Exclui Receita de Construção, no montante de R\$ 217 milhões no 1T16 e de R\$ 231 milhões no 1T15;
- (3) O EBITDA é calculado a partir da soma do lucro líquido, impostos, resultado financeiro e depreciação/amortização, conforme Instrução CVM 527/12.

### 4.1) Ativos e Passivos Financeiros Setoriais

Em 25 de novembro de 2014, por meio do Despacho nº 4.621, a Aneel aprovou o aditivo aos contratos de concessão das distribuidoras de energia elétrica, a fim de incluir cláusula específica garantindo que os saldos remanescentes de eventual insuficiência de recolhimento ou ressarcimento pela tarifa em decorrência da extinção da concessão, por qualquer motivo, sejam objeto de indenização.

Com essa alteração, a Comissão de Valores Mobiliários (CVM) aprovou, em 9 de dezembro de 2014, por meio da Deliberação nº 732, o reconhecimento dos ativos e passivos antes denominados “ativos e passivos regulatórios” nas demonstrações financeiras das distribuidoras de energia elétrica, que passaram a ser denominados “ativos e passivos financeiros setoriais”.

No 1T16, foi contabilizado um total de **passivos financeiros setoriais** no montante de R\$ 732 milhões, comparado a um total de **ativos financeiros setoriais** no montante de R\$ 689 milhões no 1T15, uma variação de R\$ 1.421 milhões. Em 31 de março de 2016, o saldo destes ativos e

passivos financeiros setoriais era de R\$ 707 milhões (R\$ 737 milhões, desconsiderando as obrigações especiais contabilizadas conforme metodologia do 4º Ciclo de Revisão Tarifária), comparado a um saldo de R\$ 1.954 milhões (R\$ 1.682 milhões, desconsiderando o montante relativo às bandeiras tarifárias não homologadas pela Aneel e obrigações especiais contabilizadas conforme metodologia do 4º Ciclo de Revisão Tarifária) em 31 de dezembro de 2015.

## 4.2) Receita Operacional

Desconsiderando a receita de construção da infraestrutura da concessão, a receita operacional bruta (IFRS) no 1T16 atingiu R\$ 7.281 milhões, representando uma redução de 1,7% (R\$ 124 milhões). A receita operacional bruta gerencial foi de R\$ 7.233 milhões no 1T16, uma redução de 0,4% (R\$ 29 milhões).

A receita operacional líquida (IFRS, excluindo a receita de construção da infraestrutura da concessão) atingiu R\$ 4.032 milhões no 1T16, registrando uma redução de 20,3% (R\$ 1.027 milhões). A receita operacional líquida gerencial, desconsiderando a receita de construção da infraestrutura da concessão, somou R\$ 3.985 milhões no 1T16, uma redução de 19,6% (R\$ 969 milhões).

Os principais fatores que afetaram a receita operacional líquida gerencial, já considerando todas as eliminações, foram:

- Redução de receita no segmento de Distribuição, no valor de R\$ 917 milhões (para maiores detalhes, vide item 11.1.2);
- Redução de receita no segmento de Geração Convencional, no valor de R\$ 45 milhões;
- Redução de receita na CPFL Renováveis, no valor de R\$ 39 milhões;

Parcialmente compensados por:

- Aumento de receita do segmento de Comercialização e Serviços, no valor de R\$ 32 milhões.

## 4.3) Custo com Energia Elétrica

O custo com energia elétrica (IFRS), composto pela compra de energia para revenda e pelos encargos de uso dos sistemas de transmissão e distribuição, totalizou R\$ 2.528 milhões no 1T16, registrando uma redução de 29,7% (R\$ 1.070 milhões). O custo com energia elétrica gerencial foi de R\$ 2.400 milhões no 1T16, uma redução de 28,5% (R\$ 956 milhões).

Os fatores que explicam essas variações seguem abaixo:

- O custo da energia comprada para revenda (IFRS) no 1T16 atingiu R\$ 2.166 milhões, uma redução de 32,4% (R\$ 1.038 milhões), influenciada principalmente pelos seguintes efeitos **não recorrentes**:
  - ✓ **Compra de energia da CPFL Renováveis para PCHs**, totalizando **R\$ 1 milhão** no 1T15;
  - ✓ **Ganho com a estratégia de sazonalização da garantia física**, totalizando **R\$ 68 milhões** no 1T15 (R\$ 65 milhões no segmento de Geração Convencional e R\$ 3 milhões da CPFL Renováveis); o ganho total com a estratégia de sazonalização da garantia física foi de R\$ 72 milhões no 1T15 (R\$ 65 milhões no segmento de Geração Convencional e de R\$ 7 milhões na CPFL Renováveis), considerando que a diferença de R\$ 4 milhões da CPFL Renováveis foi considerada na Receita Operacional;
  - ✓ **GSF**, no valor de **R\$ 154 milhões** no 1T15;
  - ✓ **Repactuação do GSF relativo à parcela do ACR da usina de Baesa** (estorno do GSF

líquido do pagamento do prêmio de R\$ 9,50/MWh), no valor de **R\$ 8 milhões** no 1T16.

Obs.: após a repactuação do GSF no 4T15, a Companhia passou a considerar o GSF restante como um efeito recorrente, assim como passou a considerar os ganhos com a estratégia de sazonalização da garantia física de 2015 como efeito não recorrente, já que os efeitos da sazonalização ficam significativamente reduzidos após a repactuação do GSF.

GSF e Ganho de Sazonalização (Gerencial - R\$ Milhões)						
	1T16 (*)	2015	4T15	3T15	2T15	1T15
<b>GSF</b>						
Geração Convencional	(10)	(319)	(23)	(48)	(121)	(127)
CPFL Renováveis	(1)	(54)	(3)	(5)	(18)	(27)
<b>Total</b>	<b>(12)</b>	<b>(373)</b>	<b>(26)</b>	<b>(53)</b>	<b>(139)</b>	<b>(154)</b>
<b>Ganho (Perda) de Sazonalização</b>						
Geração Convencional	-	89	(29)	(7)	60	65
CPFL Renováveis	-	4	(3)	(2)	3	7
<b>Total</b>	<b>-</b>	<b>93</b>	<b>(32)</b>	<b>(9)</b>	<b>63</b>	<b>72</b>

Nota: (\*) A despesa remanescente de GSF refere-se à parcela dos contratos do ACL que não foram repactuados.

Na visão gerencial, que expurga esses efeitos, o custo com energia comprada para revenda no 1T16 foi de R\$ 2.031 milhões, o que representa uma redução de 31,3% (R\$ 925 milhões). Essa redução reflete principalmente as variações abaixo:

- (i) Redução da compra de energia no mercado de curto prazo/custo com PROINFA (R\$ 470 milhões), já descontados o GSF e o ganho com a estratégia de sazonalização da garantia física (efeitos não recorrentes), devido à redução do PLD (no SE/CO, R\$ 34,60/MWh no 1T16 vs. R\$ 388,48/MWh no 1T15; no Sul, R\$ 34,59/MWh no 1T16 vs. R\$ 388,48/MWh no 1T15);
- (ii) Redução de 23,2% (R\$ 486 milhões) no custo com energia adquirida no ambiente regulado e contratos bilaterais, devido à redução de 31,6% no preço médio de compra (R\$ 153,14/MWh no 1T16 vs. R\$ 223,73/MWh no 1T15), parcialmente compensada pelo aumento de 13,2% (1.278 GWh) na quantidade de energia comprada;
- (iii) Redução de 10,0% (R\$ 61 milhões) no custo com energia de Itaipu, devido às reduções de 9,3% no preço médio de compra (R\$ 217,28/MWh no 1T16 vs. R\$ 239,45/MWh no 1T15) e de 0,9% (22 GWh) na quantidade de energia comprada;

Parcialmente compensados por:

- (iv) Redução de 31,3% (R\$ 92 milhões) nos créditos de PIS/Cofins (reduzidor de custo), gerados a partir da compra de energia.

- Os encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição (IFRS) foram de R\$ 362 milhões no 1T16, uma redução de 8,1% (R\$ 32 milhões). Na visão gerencial, que considera a consolidação proporcional dos ativos de geração, os encargos atingiram R\$ 369 milhões no 1T16, uma redução de 7,7% (R\$ 31 milhões), devido aos seguintes fatores:

- (i) Redução de 25,8% (R\$ 44 milhões) nos encargos de serviço de sistema – ESS, em função da redução do PLD;
- (ii) Redução de 10,1% (R\$ 23 milhões) nos encargos de rede básica;
- (iii) Redução de 18,6% (R\$ 3 milhões) nos encargos de transporte de Itaipu;

Parcialmente compensados por:

- (iv) Despesa de R\$ 31 milhões no Encargo de Energia de Reserva – EER, paga no 1T16 e não observada no 1T15;
- (v) Aumento de R\$ 6 milhões nos encargos de conexão e uso do sistema de distribuição;
- (vi) Redução de 7,8% (R\$ 3 milhões) nos créditos de PIS/Cofins (reduzidor de custo), gerados a partir dos encargos.

#### 4.4) Custos e Despesas Operacionais

Os custos e despesas operacionais (IFRS) atingiram R\$ 1.146 milhões no 1T16, registrando um aumento de 9,0% (R\$ 94 milhões) em relação ao 1T15, R\$ 1.051 milhões. Os custos e despesas operacionais, na visão gerencial, somaram R\$ 1.123 milhões no 1T16, um aumento de 1,6% (R\$ 18 milhões), em relação ao mesmo período de 2015, R\$ 1.106 milhões, decorrente dos seguintes fatores:

- (i) PMSO gerencial, item que atingiu R\$ 620 milhões no 1T16, comparado a R\$ 580 milhões no 1T15, registrando um aumento de 7,0% (R\$ 40 milhões);

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

AJUSTES GERENCIAIS NO PMSO, PARA FINS DE COMPARAÇÃO (em milhões de Reais)				
	1T16	1T15	Variação	
			R\$ MM	%
<b>PMSO reportado (IFRS)</b>				
Pessoal	(245,0)	(225,0)	(19,9)	8,9%
Material	(39,8)	(32,2)	(7,6)	23,6%
Serviços de Terceiros	(149,2)	(135,9)	(13,4)	9,8%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(172,7)	(97,8)	(74,9)	76,5%
PDD	(46,1)	(21,3)	(24,8)	116,4%
Despesas legais e judiciais	(59,4)	(29,6)	(29,8)	100,6%
Prêmio do Risco do GSF	(3,0)	-	(3,0)	-
Outros	(64,2)	(46,9)	(17,3)	36,8%
<b>Total PMSO reportado (IFRS) - (A)</b>	<b>(606,7)</b>	<b>(490,9)</b>	<b>(115,8)</b>	<b>23,6%</b>
<b>Consolidação Proporcional + Ativos e Passivos Financeiros Setoriais</b>				
Pessoal	6,6	5,3		
Material	(30,3)	(99,9)		
Serviços de Terceiros	12,8	8,5		
Outros Custos/Despesas Operacionais	(2,5)	(2,7)		
PDD	0,1	(0,0)	0,1	-
Despesas legais e judiciais	3,4	2,9	0,6	19,5%
Prêmio do Risco do GSF	(1,8)	-	(1,8)	-
Outros	(4,2)	(5,6)	1,4	-24,6%
<b>Total Consolidação Proporcional + Ativos e Passivos Financeiros Setoriais - (B)</b>	<b>(13,4)</b>	<b>(88,8)</b>	<b>75,4</b>	<b>(84,9%)</b>
<b>PMSO gerencial</b>				
Pessoal	(238,4)	(219,7)	(18,7)	8,5%
Material	(70,1)	(132,1)	62,0	(46,9%)
Serviços de Terceiros	(136,4)	(127,3)	(9,1)	7,1%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(175,2)	(100,6)	(74,6)	74,2%
PDD	(46,0)	(21,3)	(24,7)	115,9%
Despesas legais e judiciais	(56,0)	(26,7)	(29,2)	109,2%
Prêmio do Risco do GSF	(4,8)	-	(4,8)	-
Outros	(68,4)	(52,5)	(15,9)	30,2%
<b>Total PMSO gerencial - (C) = (A) + (B)</b>	<b>(620,0)</b>	<b>(579,7)</b>	<b>(40,3)</b>	<b>7,0%</b>

Esta variação é explicada principalmente pelos seguintes fatores:

- ✓ Gastos com Pessoal, que registraram aumento de 8,5% (R\$ 19 milhões), devido principalmente a: i.a) os efeitos do acordo coletivo (R\$ 13 milhões); i.b) o aumento no segmento de Serviços devido à expansão da CPFL Serviços, CPFL Atende, CPFL Total e Nect (R\$ 7 milhões);
- ✓ Aumento de 7,1% em Serviços de Terceiros (R\$ 9 milhões), principalmente no segmento de Distribuição (R\$ 5 milhões) devido aos aumentos nas despesas com manutenção do sistema elétrico, leitura de medidores, ações de cobrança, entrega e cobrança de fatura, poda de árvores e outros serviços terceirizados e no segmento de Serviços (R\$ 5 milhões); e
- ✓ Outros custos/despesas operacionais, que registraram aumento de 74,2% (R\$ 75 milhões), principalmente por:
  - Aumento de 109,9% nas despesas legais e judiciais (R\$ 29 milhões);



- Aumento de 116,0% na provisão para créditos de liquidação duvidosa (R\$ 25 milhões), em virtude do cenário econômico atual e dos aumentos tarifários ocorridos ao longo de 2015;
- Amortização do prêmio de risco hidrológico - GSF no segmento de Geração Convencional/Renováveis (R\$ 5 milhões)
- Aumento de 132,2% em despesas com alienação de ativos (R\$ 5 milhões);
- Aumento de multas regulatórias (DIC, FIC, DMIC e DICRI) no segmento de Distribuição (R\$ 3 milhões), principalmente na CPFL Paulista (R\$ 2 milhões); e
- Outros (R\$ 7 milhões)

Parcialmente compensado por:

- ✓ Redução de 46,9% em Material (R\$ 62 milhões), devido principalmente a:

- No segmento de Geração Convencional, a aquisição de óleo combustível para as usinas térmicas da EPASA (UTE Termonordeste e UTE Termoparaíba), item esse que reduziu R\$ 69 milhões no segmento de Geração Convencional. O Custo Variável Unitário (CVU) médio desta térmica reduziu de R\$ 426,75/MWh para R\$ 272,36/MWh na comparação dos trimestres. O item referente à aquisição de óleo combustível para o despacho térmico das usinas da EPASA está diretamente associado à geração de receita dessa atividade.
- No segmento de Distribuição, essa rubrica aumentou em R\$ 7 milhões, devido principalmente à reposição de materiais para manutenção de linhas e redes, máquinas e equipamentos e conservação de edificações (R\$ 4 milhões) e à aquisição de materiais para manutenção da frota (R\$ 3 milhões)

- (ii) Aumento de 5,1% em Depreciação e Amortização (R\$ 11 milhões), sendo aumento no segmento de Distribuição (R\$ 6 milhões) na amortização do intangível de infraestrutura de distribuição, devido principalmente às adições na base de ativos ocorridas no período e CPFL Renováveis (R\$ 4 milhões), em virtude da finalização do laudo de aquisição de DESA, com consequente reclassificação, de parte da amortização que estava na rubrica de amortização do direito de exploração, pertencente ao grupo de despesas gerais e administrativas, para o registro nos custos com depreciação e amortização e também da adequação dos prazos de depreciação de alguns projetos em operação e em construção.

Parcialmente compensado por:

- (iii) Redução de 31,6% em Amortização do Intangível da Concessão (R\$ 20 milhões), devido aos seguintes efeitos:

- ✓ Redução do saldo de Intangível da Concessão contabilizado na *holding* CPFL Energia, devido a renovação da concessão da CPFL Santa Cruz, CPFL Leste Paulista, CPFL Sul Paulista, CPFL Jaguarí e CPFL Mococa (R\$ 10 milhões);
- ✓ Redução por conta de mudança de prática contábil, ágios de aquisição de empresas do segmento de Distribuição e Geração Convencional, registrados na *holding* CPFL Energia e na CPFL Geração controladora, uma vez que até 31/12/15, os mesmos eram amortizados linearmente ou com base na curva do lucro líquido projetado das concessionárias, conforme o caso. A partir de 01/01/2016, a CPFL Energia passou a adotar método linear para todos os casos (R\$ 6 milhões) e;
- ✓ Redução na CPFL Renováveis, por conta da reclassificação para a rubrica de custos com depreciação, devido à conclusão do laudo de aquisição de DESA (R\$ 3 milhões).

- (iv) Redução de 5,7% (R\$ 13 milhões) no custo com construção da infraestrutura da concessão (que não afeta o resultado, devido à receita correspondente, no mesmo valor). Esse item, que atingiu R\$ 217 milhões no 1T16, tem sua contrapartida na “receita operacional”;

(v) Redução de 14,9% nas despesas com Entidade de Previdência Privada (R\$ 2 milhões).

## 4.5) EBITDA

O **EBITDA IFRS** no 1T16 totalizou R\$ 947 milhões, registrando uma redução de 2,6% (R\$ 25 milhões). O **EBITDA gerencial** no 1T16 totalizou R\$ 949 milhões, comparado a R\$ 1.003 milhões no 1T15, uma redução de 5,3% (R\$ 53 milhões).

Conciliação do EBITDA - IFRS x Gerencial (R\$ milhões)			
	1T16	1T15	Var.
<b>EBITDA - IFRS (A)</b>	<b>947</b>	<b>972</b>	<b>-2,6%</b>
<b>(+) Consolidação Proporcional Geração (B)</b>	<b>7</b>	<b>(12)</b>	
Geração Convencional	88	74	
CPFL Renováveis	(81)	(86)	
<b>(+) Variação cambial de Itaipu (C) (*)</b>	<b>3</b>	<b>(71)</b>	
<b>(+) Efeitos não recorrentes (D)</b>	<b>(8)</b>	<b>113</b>	
GSF e Compra de Energia (CPFL Geração e CPFL Renováveis)	(8)	155	
Ajuste da alíquota efetiva de PIS/Cofins	-	30	
Ganho de Sazonalização (CPFL Geração e CPFL Renováveis)	-	(72)	
<b>EBITDA Gerencial (A + B + C + D)</b>	<b>949</b>	<b>1.003</b>	<b>-5,3%</b>

Nota: (\*) Para melhor refletir a real geração operacional de caixa do segmento de distribuição, passamos a ajustar a variação cambial de Itaipu no EBITDA gerencial. Este efeito tem a sua contrapartida no Resultado Financeiro, tendo efeito nulo no Lucro Líquido.

## 4.6) Resultado Financeiro

No 1T16, a **despesa financeira líquida (IFRS)** foi de R\$ 232 milhões, uma redução de 36,8% (R\$ 135 milhões) em comparação à despesa financeira líquida de R\$ 367 milhões, registrada no 1T15. A **despesa financeira líquida gerencial**, considerando a consolidação proporcional nos segmentos de geração convencional e renovável, e expurgando o efeito da variação cambial das faturas de Itaipu, foi de R\$ 217 milhões, uma redução de 23,7% (R\$ 67 milhões).

Resultado Financeiro (IFRS - R\$ Milhões)			
	1T16	1T15	Var.
Receitas	405	287	41,0%
Despesas	(636)	(654)	-2,6%
<b>Resultado Financeiro</b>	<b>(232)</b>	<b>(367)</b>	<b>-36,8%</b>

Resultado Financeiro (Gerencial - R\$ Milhões)			
	1T16	1T15	Var.
<b>Receitas</b>			
Rendas de Aplicações Financeiras	128	108	18,6%
Acréscimos e Multas Moratórias	57	43	32,7%
Atualização de Créditos Fiscais	3	2	35,0%
Atualização de Depósitos Judiciais	9	17	-46,0%
Atualizações Monetárias e Cambiais	54	18	209,7%
Ajuste de Expectativa de Fluxo de Caixa	93	59	55,7%
Deságio na Aquisição de Crédito de ICMS	7	5	46,9%
Atualização do Ativo Financeiro Setorial	49	10	412,2%
PIS e COFINS - sobre Outras Receitas Financeiras	(21)	-	-
Outros	19	13	47,4%
<b>Total</b>	<b>398</b>	<b>274</b>	<b>45,2%</b>
<b>Despesas</b>			
Encargos de Dívidas	(389)	(381)	2,1%
Atualizações Monetárias e Cambiais	(144)	(128)	12,0%
(-) Juros Capitalizados	8	2	221,7%
Atualização do Passivo Financeiro Setorial (*)	(2)	(3)	-49,2%
Uso do Bem Público - UBP	(23)	(19)	20,5%
Outros	(65)	(29)	124,8%
<b>Total</b>	<b>(615)</b>	<b>(558)</b>	<b>10,1%</b>
<b>Resultado Financeiro</b>	<b>(217)</b>	<b>(284)</b>	<b>-23,7%</b>

Nota: (\*) O efeito da variação cambial de Itaipu foi positivo em R\$ 3 milhões no 1T16 e negativo em R\$ 71 milhões no 1T15.

Os itens que explicam essa variação do Resultado Financeiro gerencial são:

- Receitas Financeiras: em IFRS, aumento de 41,0% (R\$ 118 milhões), passando de R\$ 287 milhões no 1T15 para R\$ 405 milhões no 1T16. Na visão gerencial, considerando a consolidação proporcional nos segmentos de geração convencional e renovável, houve um aumento de 45,2% (R\$ 124 milhões), passando de R\$ 274 milhões no 1T15 para R\$ 398 milhões no 1T16, devido principalmente aos seguintes fatores:
  - (i) Aumento de 412,2% (R\$ 40 milhões) na **atualização do ativo financeiro setorial**;
  - (ii) Aumento de 209,7% (R\$ 37 milhões) nas **atualizações monetárias e cambiais**, devido: (a) ao aumento de R\$ 16 milhões nas receitas de multas, juros e atualização monetária relativas aos parcelamentos efetuados com consumidores; (b) ao aumento de R\$ 3 milhões na atualização do saldo dos subsídios tarifários, conforme determinação da Aneel; (c) ganho de R\$ 28 milhões com derivativo *zero-cost collar*<sup>1</sup>;

<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

parcialmente compensados por (d) outras atualizações monetárias e cambiais (R\$ 11 milhões);

- (iii) Aumento de 55,7% (R\$ 33 milhões) no **ajuste da expectativa de fluxo de caixa** (atualização monetária do ativo financeiro da concessão), devido: (a) à inflação mais elevada (IGP-M de 1,86% no 1T15 vs. IPCA<sup>2</sup> de 2,64% no 1T16); (b) à maior base de ativos na CPFL Paulista, CPFL Piratininga e RGE; parcialmente compensados pela (c) 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>3</sup>;
- (iv) Aumento de 18,6% (R\$ 20 milhões) nas **rendas de aplicações financeiras**, devido aos aumentos no saldo médio de aplicações e no CDI médio;
- (v) Aumento de 32,7% (R\$ 14 milhões) em **acréscimos e multas moratórias**, por conta do aumento nas tarifas;
- (vi) Aumento de R\$ 9 milhões em **outras receitas financeiras**;

Parcialmente compensado por:

- (vii) Redução de 46,0% (R\$ 8 milhões) na **atualização de depósitos judiciais**;
- (viii) **PIS e COFINS sobre receitas financeiras** (R\$ 21 milhões).

- Despesas Financeiras: em IFRS, redução de 2,6% (R\$ 17 milhões), passando de R\$ 654 milhões no 1T15 para R\$ 636 milhões no 1T16. Na visão gerencial, considerando a consolidação proporcional nos segmentos de geração convencional e renovável, e expurgando o efeito da variação cambial das faturas de Itaipu, houve um aumento de 10,1% (R\$ 57 milhões), passando de R\$ 558 milhões no 1T15 para R\$ 615 milhões no 1T16, devido principalmente aos seguintes fatores:

- (i) Aumento de 12,0% (R\$ 15 milhões) nas **atualizações monetárias e cambiais**, devido: (a) ao aumento dos encargos de dívida em moeda estrangeira, com swap para CDI (R\$ 42 milhões); parcialmente compensados pelo (b) efeito positivo da marcação a mercado – Lei 4.131 – efeito não caixa (R\$ 27 milhões);
- (ii) Aumento de 2,1% (R\$ 8 milhões) dos **encargos de dívida em moeda local**, refletindo os aumentos no custo médio e estoque da dívida;
- (iii) Aumento 20,5% (R\$ 4 milhões) nas **despesas financeiras de UBP**, devido à variação do IGPM, indexador utilizado para atualização desta rubrica;
- (iv) Aumento de R\$ 29 milhões em **outras despesas financeiras**, devido: (a) à atualização de subsídios CDE (R\$ 12 milhões); e (b) a outros efeitos (R\$ 17 milhões).

---

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.

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

<sup>3</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.

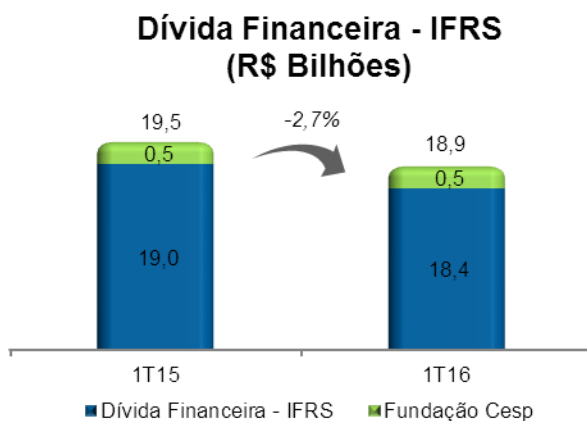
## 4.7) Lucro Líquido

No 1T16, o **lucro líquido (IFRS)** foi de R\$ 232 milhões, registrando um aumento de 63,3% (R\$ 90 milhões). Já o **lucro líquido gerencial** totalizou R\$ 267 milhões, comparado a R\$ 251 milhões no 1T15, um aumento de 6,7% (R\$ 17 milhões).

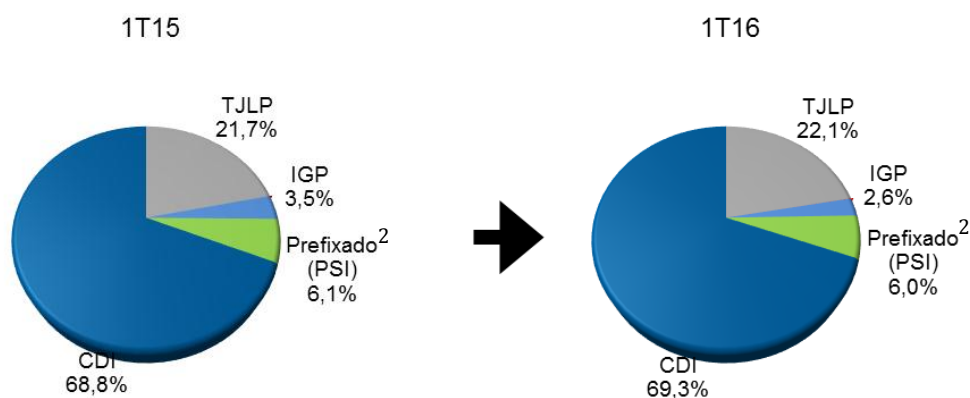
Conciliação do Lucro Líquido - IFRS x Gerencial (R\$ milhões)			
	1T16	1T15	Var.
<b>Lucro Líquido - IFRS (A)</b>	<b>232</b>	<b>142</b>	<b>63,3%</b>
<b>(+) Consolidação Proporcional Geração (B)</b>	<b>40</b>	<b>26</b>	
Geração Convencional	(11)	(5)	
CPFL Renováveis	51	31	
<b>(+) Efeitos não recorrentes (C)</b>	<b>(5)</b>	<b>82</b>	
GSF e Compra de Energia (CPFL Geração e CPFL Renováveis)	(5)	112	
Ajuste da alíquota efetiva de PIS/Cofins	-	20	
Sazo (CPFL Geração e CPFL Renováveis)	-	(50)	
<b>Lucro Líquido Gerencial (A + B + C)</b>	<b>267</b>	<b>251</b>	<b>6,7%</b>

## 5) ENDIVIDAMENTO

### 5.1) Dívida em IFRS



### Indexação Pós-Hedge<sup>1</sup> – 1T15 vs. 1T16



1) Para as dívidas atreladas à moeda estrangeira (30,4% do total), são contratadas operações de *swap*, que convertem a indexação para CDI;

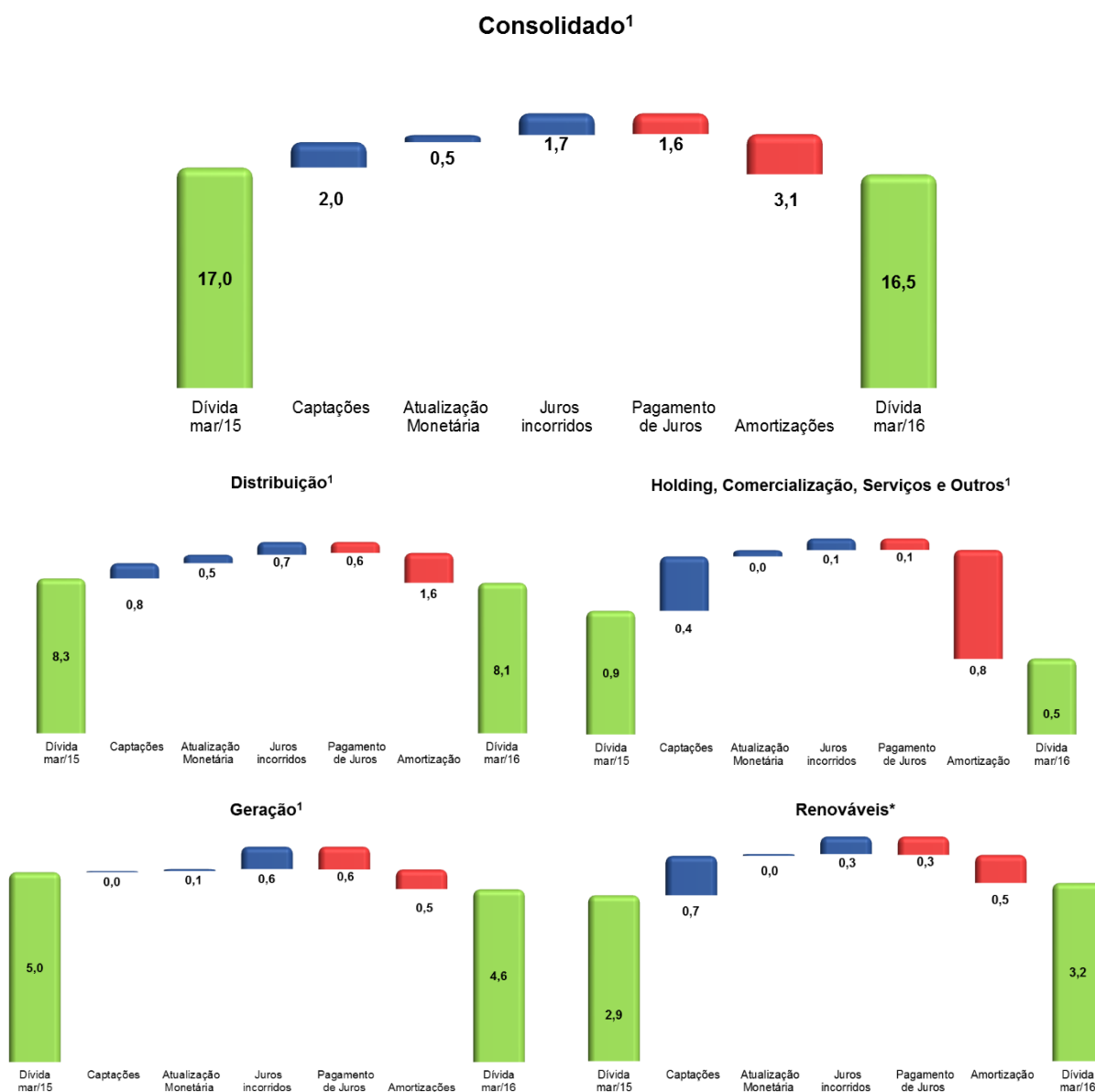
2) PSI – Programa de Sustentação do Investimento.

### Dívida Líquida em IFRS

IFRS - R\$ Milhões	1T16	1T15	Var.
Dívida Financeira (incluindo <i>Hedge</i> )	(18.442)	(18.961)	-2,7%
(+) Disponibilidades	4.406	4.028	9,4%
<b>(=) Dívida Líquida</b>	<b>(14.036)</b>	<b>(14.933)</b>	<b>-6,0%</b>

## 5.2) Dívida no critério *Pro Forma*

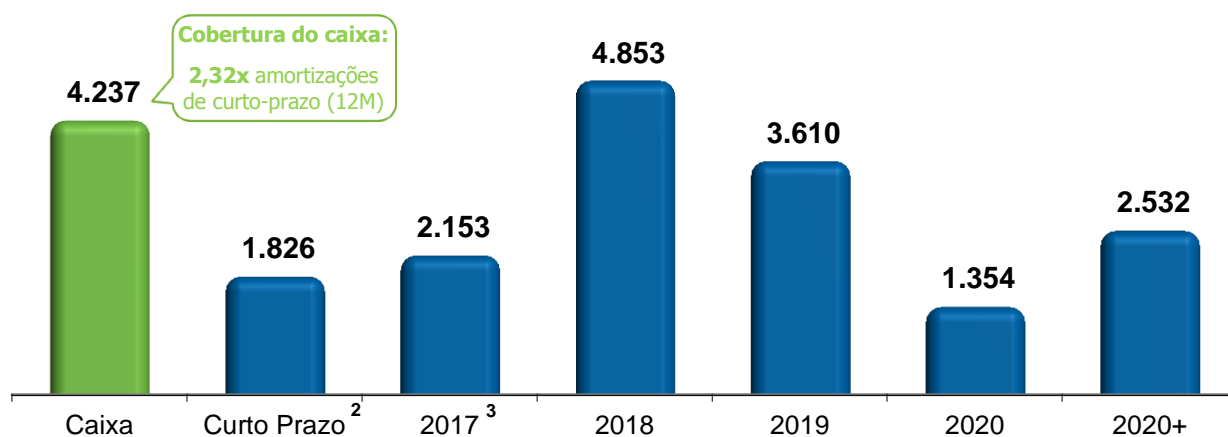
### 5.2.1) Movimentação da dívida no critério *Pro Forma* (R\$ Bilhões)



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

### 5.2.2) Cronograma de Amortização da Dívida no critério *Pro Forma*

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 18-24 meses e antecipa-se no acesso ao mercado em condições mais favoráveis de liquidez e custo. Sendo assim, nesse início de 2016, a CPFL Energia tem trabalhado no *prefunding* de 2017 e 2018.

**Cronograma de amortização da dívida no critério *Pro Forma* (Mar/16)<sup>1</sup>**


1) Considera apenas o principal da dívida, incluindo *hedge* e excluindo encargos;

2) Doze meses (abril/2016 a março/2017);

3) De abril/2017 a dezembro/2017

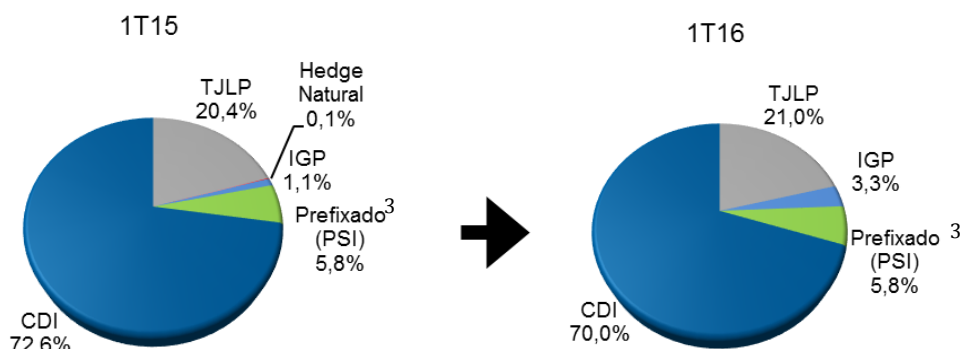
A posição de caixa ao final do 1T16 possui índice de cobertura de **2,32x** das amortizações dos próximos 12 meses, sendo suficiente para honrar todos os compromissos de amortização até o início de 2018. O prazo médio de amortização, calculado a partir desse cronograma, é de **3,43 anos**.

Dívida Financeira - 1T16 - Pro-Forma (R\$ Milhões)													
Segmentos	BNDES		Instituições Financeiras		Outros		Moeda Estrangeira		Debêntures		Total		Total
	Curto Prazo	Longo Prazo	Curto Prazo	Longo Prazo	Curto Prazo	Longo Prazo	Curto Prazo	Longo Prazo	Curto Prazo	Longo Prazo	Curto Prazo	Longo Prazo	
Holding (CPFL Energia)	-	-	-	-	-	-	323	-	-	-	323	-	323
Distribuição	350	1.256	28	459	4	9	795	4.705	-	2.245	1.177	8.674	9.851
Comercialização e Serviços	4	25	2	3	1	0	14	49	-	-	21	77	98
Geração Convencional	173	1.073	-	618	10	69	361	24	11	2.301	555	4.084	4.639
CPFL Renováveis	148	1.553	-	-	42	343	-	-	116	919	306	2.815	3.121
Outros	6	53	8	25	-	-	-	-	-	-	14	78	92
<b>Endividamento (Principal)</b>	<b>681</b>	<b>3.960</b>	<b>38</b>	<b>1.104</b>	<b>56</b>	<b>421</b>	<b>1.493</b>	<b>4.777</b>	<b>127</b>	<b>5.465</b>	<b>2.395</b>	<b>15.728</b>	<b>18.123</b>
<b>Encargos Hedge</b>											233	(73)	160
											(569)	(1.226)	(1.795)
<b>Dívida Financeira Incluindo Hedge</b>											<b>2.059</b>	<b>14.429</b>	<b>16.487</b>
Participação sobre o total (%)											12,5%	87,5%	100,0%
<b>Entidade de Previdência Privada</b>											<b>0</b>	<b>469</b>	<b>469</b>
<b>Total da Dívida (Incluindo Entidade de Previdência Privada)</b>											<b>2.059</b>	<b>14.898</b>	<b>16.957</b>
Participação sobre o total (%)											12,1%	87,9%	100,0%



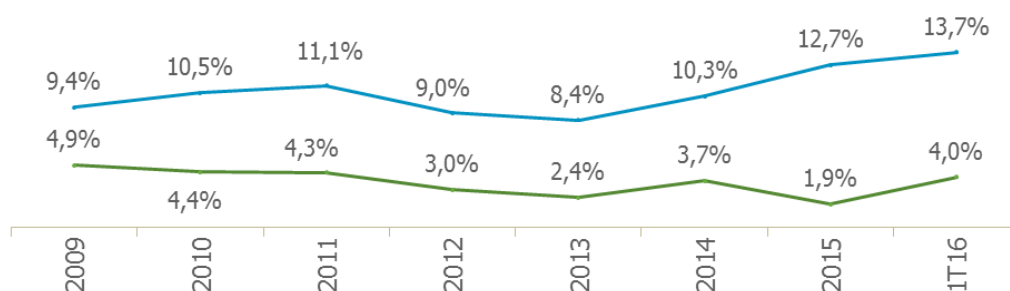
### 5.2.3) Indexação e Custo da Dívida no critério *Pro Forma*

#### Indexação<sup>1</sup> Pós-*Hedge*<sup>2</sup> no critério *Pro Forma* – 1T15 vs. 1T16



- 1) Considerando consolidação proporcional da CPFL Renováveis, CERAN, BAESA, ENERCAN, Foz do Chapecó e EPASA;  
 2) Para as dívidas atreladas à moeda estrangeira (33,5% do total), são contratadas operações de *swap*, que convertem a indexação para CDI;  
 3) PSI – Programa de Sustentação do Investimento.

#### Custo da Dívida Bruta<sup>1</sup> no critério *Pro Forma* – Últimos 12 meses



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

### 5.3) Dívida Líquida no critério *Covenant* e Alavancagem

No 1T16, a Dívida Líquida *Pro forma* atingiu **R\$ 12,2 bilhões**, uma queda de 9,9% em relação à posição de dívida líquida no final do 1T15, que era de **R\$ 13,6 bilhões**.



Pro forma (*) - R\$ Milhões	1T16	1T15	Var.
Dívida Financeira (incluindo <i>Hedge</i> ) <sup>1</sup>	(16.478)	(17.372)	-5,1%
(+) Disponibilidades	4.237	3.783	12,0%
<b>(=) Dívida Líquida</b>	<b>(12.241)</b>	<b>(13.589)</b>	<b>-9,9%</b>
EBITDA Gerencial <sup>2</sup>	3.577	3.835	-6,7%
<b>Dívida Líquida / EBITDA</b>	<b>3,42x</b>	<b>3,54x</b>	<b>-0,08x</b>

- 1) Considerando consolidação proporcional da CPFL Renováveis, Ceran, Baesa, Enercan, Foz do Chapecó e Epasa.  
 2) EBITDA gerencial no critério de apuração dos *covenants*: ajustado de acordo com as participações equivalentes da CPFL Energia em cada uma de suas controladas, com a inclusão de ativos e passivos regulatórios e do EBITDA histórico de projetos recém-adquiridos.

Em consonância com os critérios de cálculo de *covenants* financeiros dos contratos de empréstimo junto às instituições financeiras, a dívida líquida é ajustada de acordo com as participações equivalentes da CPFL Energia em cada uma de suas controladas. Além disso, incluem-se no cálculo do EBITDA ajustado os efeitos do EBITDA histórico de projetos recém-adquiridos. Considerando-se que a dívida líquida ajustada totalizou **R\$ 12,2 bilhões** e o EBITDA ajustado dos últimos 12 meses atingiu **R\$ 3,6 bilhões**, a relação Dívida Líquida ajustada / EBITDA ajustado ao final do 1T16 alcançou **3,42x**.

## 5.4) Ratings

Em março de 2016, a **Fitch Ratings** reafirmou o rating da CPFL Energia em **AA (bra)** e suas subsidiárias e alterou a **perspectiva de cenário de estável para negativa**. Apesar do novo rebaixamento do *rating* soberano pela agência em maio deste ano, os *ratings* da CPFL permaneceram inalterados. Abaixo estão listados os *ratings* e as perspectivas das agências.

Ratings CPFL Energia - Escala Nacional					
Agência		2013	2014	2015	Atual
	<b>Rating</b>	brAA+	brAA+	brAA	brAA-
	<b>Perspectiva</b>	Estável	Estável	Negativa	Negativa
	<b>Rating</b>	AA+ (bra)	AA+ (bra)	AA (bra)	AA (bra)
	<b>Perspectiva</b>	Estável	Estável	Estável	Negativa

## 6) INVESTIMENTOS

### 6.1) Investimentos realizados

Investimentos (IFRS - R\$ Milhões)				
Segmento	1T16	1T15	Var.	
Distribuição	208	175	18,7%	
Geração - Convencional	3	1	288,4%	
Geração - Renováveis <sup>1</sup>	227	147	54,9%	
Comercialização	1	0	185,0%	
Serviços e Outros <sup>2</sup>	7	8	-10,2%	
<b>Total</b>	<b>446</b>	<b>331</b>	<b>34,8%</b>	
Transmissão	4	17	-73,6%	
Obrigações Especiais	44	34	27,3%	

Notas:

1) A diferença de R\$ 8 milhões no primeiro trimestre de 2016 entre o número reportado no *Release* de Resultados da CPFL Renováveis está contabilizada na linha "Fornecedores de Imobilizado" da nota explicativa 30 do DFP da CPFL Renováveis;

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

No 1T16, foram realizados investimentos de R\$ 446 milhões, o que representa um aumento de 34,8% em relação ao 1T15. Complementarmente, houve um investimento de R\$ 4 milhões no trimestre relacionado à construção de linhas de transmissão da CPFL Transmissão que, de acordo com o IFRIC 12, está registrado como "Ativos Financeiros de Concessão" (ativo não

circulante). A CPFL Energia contabilizou também R\$ 44 milhões em Obrigações Especiais no trimestre entre outros itens financiados pelo consumidor.

Entre os investimentos da CPFL Energia no 1T16 destacamos os realizados nos seguintes segmentos:

(i) Distribuição:

- a. Ampliação e reforço do sistema elétrico;
- b. Melhorias e 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.

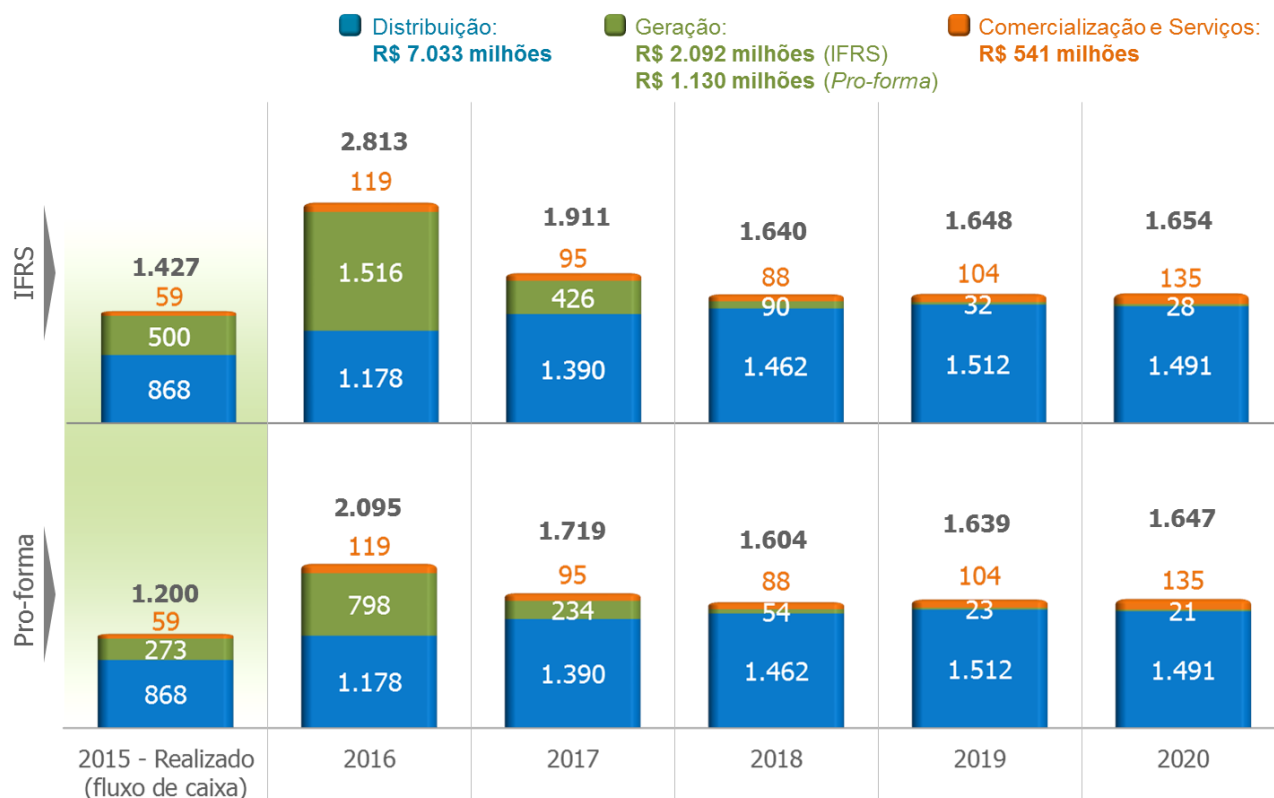
(ii) Geração:

- a. Complexo Eólico de Campo dos Ventos;
- b. Complexo Eólico de São Benedito;
- c. Complexo Eólico de Pedra Cheirosa;
- d. PCH Mata Velha.

## 6.2) Investimentos projetados

Em dezembro de 2015, o Conselho de Administração aprovou a proposta da Diretoria Executiva para o orçamento anual de 2016 e projeções plurianuais 2017/2020 da CPFL Energia e de sociedades controladas, a qual foi previamente debatida com a Comissão de Orçamento e Finanças Corporativas.

### Investimentos projetados em R\$ milhões



**Notas:**

- (i) valores em moeda constante;
- (ii) valores do segmento de distribuição líquidos de Obrigações Especiais e outros itens financiados pelos consumidores;
- (iii) IFRS – 100% CERAN e CPFL Renováveis. *Pro forma* – participação da CPFL Energia nos projetos de geração.

## 7) DESTINAÇÃO DO RESULTADO

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

	R\$ mil
<b>Lucro líquido do exercício - Individual</b>	<b>864.940</b>
Realização do resultado abrangente	26.119
Dividendos prescritos	5.597
<b>Lucro líquido base para destinação</b>	<b>896.656</b>
Reserva legal	(43.247)
Reserva estatutária - ativo financeiro da concessão	(255.013)
Reserva estatutária - reforço de capital de giro	(392.972)
<b>Dividendo mínimo obrigatório</b>	<b>(205.423)</b>

### Dividendo Mínimo Obrigatório (25%)

A Administração propôs a distribuição de R\$ 205 milhões em dividendos aos detentores de ações ordinárias, negociadas na BM&FBovespa – Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros S.A. (BM&FBOVESPA). O valor proposto corresponde a R\$ 0,206868475 por ação, relativo ao ano de 2015. Esta proposta foi aprovada na Assembleia Geral Ordinária (AGO) realizada em 29 de abril de 2016.

A CPFL Energia comunicou aos seus acionistas e ao mercado, por meio de um Aviso aos Acionistas divulgado em 29 de abril de 2016, que a Assembleia Geral Ordinária, realizada em 29 de abril de 2016, deliberou declarar “Dividendo” a ser imputado ao dividendo obrigatório do exercício de 2015, conforme segue:

**(i) Valor:** o valor do dividendo a ser distribuído é de R\$ 205.423.336,52 (duzentos e cinco milhões, quatrocentos e vinte e três mil, trezentos e trinta e seis reais e cinquenta e dois centavos), equivalentes a R\$ 0,206868475 por ação ordinária.

**(ii) “Ex-dividendo”:** têm direito ao Dividendo os acionistas detentores de ações em 29 de abril de 2016, e a partir de 2 de maio de 2016 as ações passaram a ser negociadas ex-dividendo, tanto na BM&FBovespa S.A. Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros (BM&FBOVESPA), como na Bolsa de Valores de Nova York (NYSE).

**(iii) Pagamento:** o pagamento será efetuado em 1º de julho de 2016.

### Reserva Estatutária – Reforço de Capital de Giro

Para este exercício, considerando o atual cenário econômico adverso e as incertezas quanto às projeções de mercado das distribuidoras devido a campanhas de eficiência energética e aumentos extraordinários de tarifas ocorridos durante o ano de 2015, a Administração da Companhia propôs a destinação de R\$ 393 milhões à reserva estatutária – reforço de capital de giro.

### Bonificação em Ações aos Acionistas

Visando reforçar a estrutura de capital da Companhia, a Diretoria Executiva, em reunião realizada em 7 de março de 2016, recomendou ao Conselho de Administração que fosse proposto à Assembleia Geral a capitalização do saldo da reserva estatutária – reforço de capital de giro com

a emissão, em favor dos acionistas, de novas ações. Esta proposta foi aprovada na Assembleia Geral Extraordinária (AGE) realizada em 29 de abril de 2016.

A CPFL Energia comunicou aos seus acionistas e ao mercado, por meio de um Aviso aos Acionistas divulgado em 29 de abril de 2016, que a Assembleia Geral Extraordinária, realizada em 29 de abril de 2016, deliberou o seguinte evento societário:

**(i) Aumento de Capital Social:** o aumento do capital subscrito e realizado no valor de R\$ 392.972.219,68 (trezentos e noventa e dois milhões, novecentos e setenta e dois mil, duzentos e dezenove reais e sessenta e oito centavos), passando este de R\$ 5.348.311.955,07 (cinco bilhões, trezentos e quarenta e oito milhões, trezentos e onze mil, novecentos e cinquenta e cinco reais e sete centavos) para R\$ 5.741.284.174,75 (cinco bilhões, setecentos e quarenta e um milhões, duzentos e oitenta e quatro mil, cento e setenta e quatro reais e setenta e cinco centavos), mediante a capitalização (reversão) da reserva estatutária de reforço de capital de giro.

**(ii) Bonificação em ações à razão de 2,507570448%:** o aumento de capital foi efetivado com a emissão de 24.900.531 (vinte e quatro milhões, novecentas mil, quinhentas e trinta e uma) ações ordinárias, escriturais, sem valor nominal, que foram atribuídas aos detentores de ações, a título de bonificação, na proporção de 0,02507570448 nova ação, da mesma espécie, para cada ação possuída, sendo que as ações mantidas em tesouraria também serão bonificadas.

**(ii.i) Data-base:** tiveram direito à bonificação os acionistas titulares de ações na posição acionária final de 29 de abril de 2016.

**(ii.ii) Negociação:** as ações foram liberadas para negociação “ex” direito à bonificação a partir de 2 de maio de 2016; sendo certo que as novas ações foram incluídas na posição dos acionistas em 5 de maio de 2016.

**(ii.iii) Direito das Ações Bonificadas:** as novas ações farão jus integralmente aos proventos que vierem a ser declarados a partir de 5 de maio de 2016, nos mesmos termos das ações ordinárias da CPFL Energia, conforme aplicável.

**(ii.iv) Frações de Ações:** a bonificação foi efetuada em números inteiros. Para os acionistas que desejarem transferir frações de ações oriundas da bonificação, fica estabelecido o período de 5 de maio de 2016 a 6 de junho de 2016, em conformidade com o disposto no § 3º do Artigo 169 da Lei nº 6.404/76. Transcorrido esse período, eventuais sobras decorrentes das frações de ações serão separadas, agrupadas em números inteiros e vendidas na BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros e o produto da venda será disponibilizado aos acionistas titulares dessas frações, em data a ser informada oportunamente.

**(ii.v) Custo das Ações Bonificadas:** o custo atribuído às ações bonificadas é de R\$ 15,781680012 por ação, para os fins do disposto no artigo 10 da Lei nº 9.249, de 26 de dezembro de 1995.

**(ii.vi) Mercado Internacional:** na Bolsa de Valores de Nova Iorque (NYSE), onde cada American Depositary Receipt (ADR) representa 2 (duas) ações ordinárias, os investidores receberam 0,02507570448 novo ADR para cada 1 (um) ADR possuído.

## 8) MERCADO DE CAPITALIS

### 8.1) Desempenho das Ações

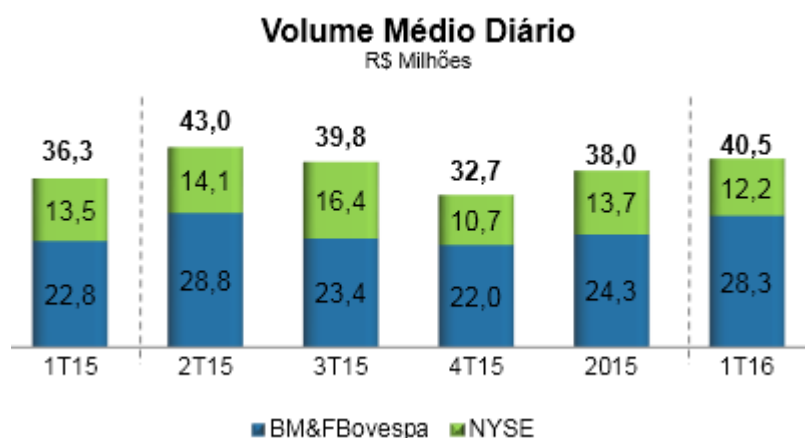
A CPFL Energia, com 31,9% (até 31 de março de 2016) de *free float*, tem suas ações negociadas na BM&FBOVESPA (Novo Mercado) e na NYSE (ADR Nível III), segmentos com os mais elevados níveis de governança corporativa.

BM&FBovespa				NYSE			
Data	CPFE3	IEE	IBOV	Data	CPL	DJBr20	Dow Jones
31/03/2015	R\$ 19,83	27.504	51.150	31/03/2015	\$ 12,72	17.297	17.776
30/12/2015	R\$ 15,18	24.803	43.349	30/12/2015	\$ 7,50	11.366	17.604
31/03/2016	R\$ 19,60	27.859	50.055	31/03/2016	\$ 10,89	14.334	17.685
<b>Var. Tri</b>	<b>29,1%</b>	<b>12,3%</b>	<b>15,5%</b>	<b>Var. Tri</b>	<b>45,2%</b>	<b>26,1%</b>	<b>0,5%</b>
<b>Var. 12M</b>	<b>-1,1%</b>	<b>1,3%</b>	<b>-2,1%</b>	<b>Var. 12M</b>	<b>-14,4%</b>	<b>-17,1%</b>	<b>-0,5%</b>

Em 31 de março de 2016, as ações da CPFL Energia fecharam em R\$ 19,60 por ação na BM&FBovespa e US\$ 10,89 por ADR na New York Stock Exchange, o que representou uma variação no trimestre de 29,1% e 45,2%, respectivamente. Em doze meses, a desvalorização da ação foi de 1,1% na BM&FBovespa e da ADR de 14,4% na NYSE.

### 8.2) Volume Médio Diário

O volume médio diário de negociação no 1T16 foi de R\$ 40,5 milhões, sendo R\$ 28,3 milhões na BM&FBOVESPA e R\$ 12,2 milhões na NYSE, representando um aumento de 11,6% em relação ao 1T15. O número de negócios realizados na BM&FBOVESPA, por sua vez, aumentou 52,2%, passando de uma média diária de 5.581 negócios, no 1T15, para 8.492 negócios, no 1T16.



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

## 9) GOVERNANÇA CORPORATIVA

O modelo de governança corporativa da CPFL Energia (“CPFL” ou “Companhia”) e das sociedades controladas se baseia nos princípios da transparência, equidade, prestação de contas e responsabilidade corporativa.

Em 2015, a CPFL completou 11 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 externos, um deles Conselheiro Independente, cujo prazo de mandato é de 1 ano, com possibilidade de reeleição.

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 e Riscos, 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.

Como forma de assegurar que as melhores práticas permeiem as atividades do Conselho e seu relacionamento com a Companhia, ao mesmo tempo em que os conselheiros mantenham o foco na sua função de fórum central das decisões, constituiu, em 2006, a Assessoria do Conselho de Administração, com subordinação exclusiva e direta ao Presidente do Conselho, cuja denominação da área foi alterada, em 2015, para Assessoria de Governança Corporativa.

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

A composição da Diretoria Executiva, em linha com as diretrizes de governança, foi reformulada em maio de 2015. A alteração do Estatuto Social, aprovada na Assembleia Geral de Acionistas realizada dia 29 de abril de 2015, levou à criação de uma nova vice-presidência subordinada ao Diretor presidente, passando de 5 (cinco) para 6 (seis) Diretores vice-presidentes e alinhados ao nosso Programa de Sucessão. Todos os diretores vice-presidentes possuem mandato de 2 anos, com possibilidade de reeleição, além de ocuparem posições no Conselho de Administração das empresas que fazem parte do grupo CPFL. Com a reorganização, a CPFL Energia visa criar as bases necessárias para consolidar-se como líder do setor elétrico brasileiro, buscando sempre a gestão eficiente de seus ativos e oportunidades de geração de valor sustentável para todos os seus *stakeholders*.

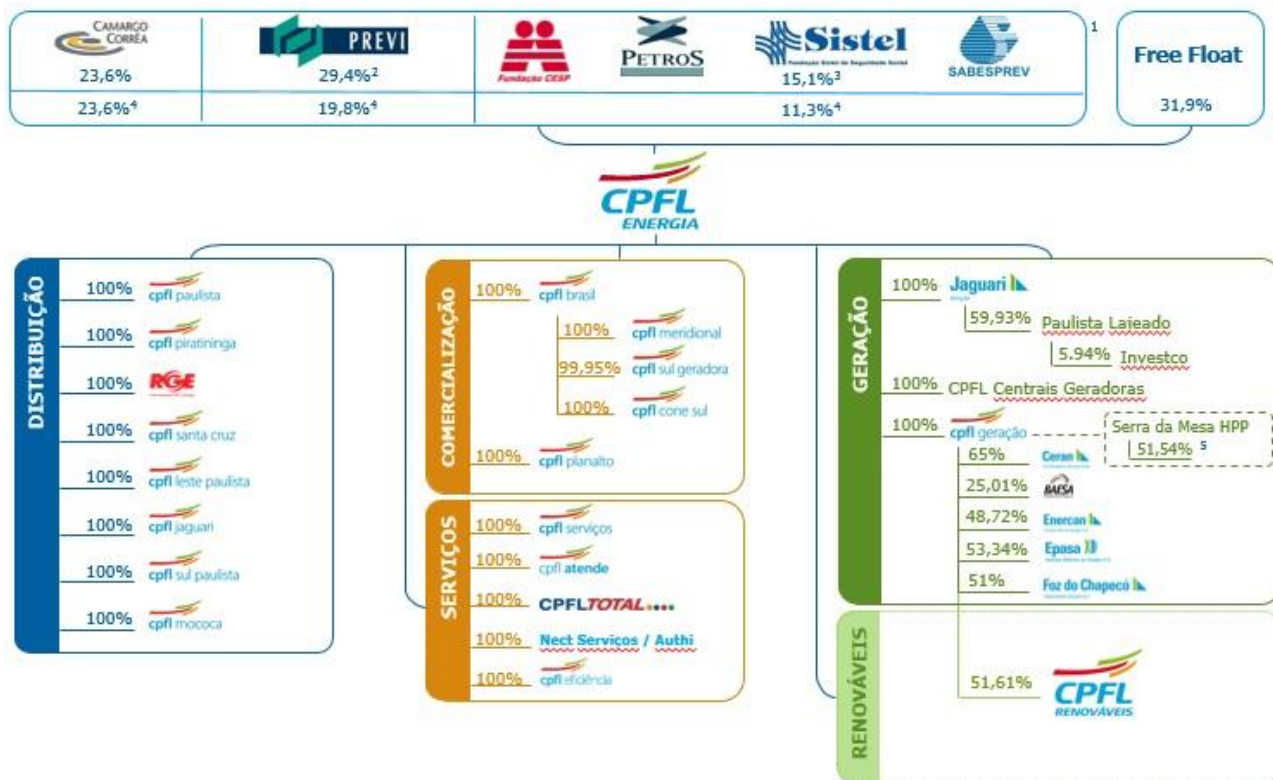
A CPFL possui um Conselho Fiscal permanente, composto por 5 membros, que também exerce atividades de *Audit Committee*, em atendimento às regras da Lei Sarbanes Oxley (SOX) aplicáveis às empresas estrangeiras listadas em bolsa de valores nos Estados Unidos.

As Diretrizes e o conjunto de documentos relativos à governança corporativa estão disponíveis no website de Relações com Investidores [www.cpfl.com.br/ri](http://www.cpfl.com.br/ri).



## 10) ESTRUTURA SOCIETÁRIA– 31/03/2016

A CPFL Energia é uma *holding* de participações societárias, cujo resultado depende diretamente do resultado de suas controladas.



Notas:

- (1) Acionistas controladores;
- (2) Inclui 0,5% de ações detidas pela Caixa de Previdência dos Funcionários do Banco do Brasil;
- (3) Inclui 0,2% de ações detidas pelos fundos de pensão Petros e Sistel;
- (4) Percentuais referentes às ações vinculadas ao acordo de Acionistas da CPFL Energia sobre a base acionária total;
- (5) 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.

## 11) DESEMPENHO DOS SEGMENTOS DE NEGÓCIO

### 11.1) Segmento de Distribuição

#### 11.1.1) Desempenho Econômico-Financeiro

DRE Consolidado - Distribuição (Pro-forma - R\$ Milhões)			
	1T16	1T15	Var.
<b>Receita Operacional Bruta (IFRS)<sup>(1)</sup></b>	6.380	6.426	<b>-0,7%</b>
<b>Receita Operacional Líquida (IFRS)<sup>(1)</sup></b>	<b>3.222</b>	<b>4.182</b>	<b>-23,0%</b>
Custo com Energia Elétrica	(2.222)	(3.195)	-30,4%
Custos e Despesas Operacionais	(834)	(733)	13,8%
Resultado do Serviço	379	468	-18,8%
<b>EBITDA (IFRS)<sup>(2)</sup></b>	<b>503</b>	<b>585</b>	<b>-13,9%</b>
<b>EBITDA Gerencial<sup>(3)</sup></b>	<b>506</b>	<b>544</b>	<b>-6,9%</b>
Resultado Financeiro	(4)	(158)	-97,2%
Lucro Antes da Tributação	375	310	21,0%
<b>Lucro Líquido (IFRS)</b>	<b>236</b>	<b>194</b>	<b>21,6%</b>
<b>Lucro Líquido Gerencial<sup>(4)</sup></b>	<b>236</b>	<b>214</b>	<b>10,4%</b>

Notas:

- (1) Exclui Receita de Construção;
- (2) O EBITDA (IFRS) é calculado a partir da soma do lucro líquido, impostos, resultado financeiro e depreciação/amortização, conforme Instrução CVM 527/12;
- (3) O EBITDA Gerencial, além de considerar os itens acima, exclui os efeitos não-recorrentes e a variação cambial de Itaipu (efeito negativo de R\$ 3 milhões no 1T16, comparado a um efeito positivo de R\$ 71 milhões no 1T15);
- (4) O Lucro Líquido Gerencial exclui os efeitos não-recorrentes;
- (5) As tabelas de desempenho econômico-financeiro por distribuidora estão anexas a este relatório, no item 12.12.

#### 11.1.1.1) Ativos e Passivos Financeiros Setoriais

Em 25 de novembro de 2014, por meio do Despacho nº 4.621, a Aneel aprovou o aditivo aos contratos de concessão das distribuidoras de energia elétrica, a fim de incluir cláusula específica garantindo que os saldos remanescentes de eventual insuficiência de recolhimento ou ressarcimento pela tarifa em decorrência da extinção da concessão, por qualquer motivo, sejam objeto de indenização.

Com essa alteração, a Comissão de Valores Mobiliários (CVM) aprovou, em dezembro de 2014, por meio da Deliberação nº 732, o reconhecimento dos ativos e passivos antes denominados “ativos e passivos regulatórios” nas demonstrações financeiras das distribuidoras de energia elétrica, que agora passam a ser denominados “ativos e passivos financeiros setoriais”.

No 1T16, foi contabilizado um total de **passivos financeiros setoriais** no montante de R\$ 732 milhões, comparado a um total de **ativos financeiros setoriais** de R\$ 689 milhões no 1T15, uma variação de R\$ 1.421 milhões. Em 31 de março de 2016, o saldo de ativos e passivos financeiros setoriais era de R\$ 707 milhões (R\$ 737 milhões, desconsiderando o montante relativo às obrigações especiais contabilizadas conforme metodologia do 4º Ciclo de Revisão Tarifária), comparado a um saldo de R\$ 1.954 milhões (R\$ 1.682 milhões, desconsiderando o montante relativo às bandeiras tarifárias não homologadas pela Aneel e as obrigações especiais contabilizadas conforme metodologia do 4º Ciclo de Revisão Tarifária) em 31 de dezembro de 2015.

### 11.1.1.2) Receita Operacional

Desconsiderando a receita de construção da infraestrutura da concessão (que não afeta o resultado, devido ao custo correspondente, no mesmo valor), a receita operacional bruta atingiu R\$ 6.380 milhões no 1T16, uma redução de 0,7% (R\$ 47 milhões), devido aos seguintes fatores:

- Variação de R\$ 1.421 milhões nos Ativos e Passivos Financeiros Setoriais, passando de um ativo de R\$ 689 milhões no 1T15 para um passivo de R\$ 732 milhões no 1T16;

Parcialmente compensada por:

- Aumento de 23,7% (R\$ 1.275 milhões) na receita com venda de energia (cativo + TUSD), em decorrência do reajuste tarifário médio positivo das distribuidoras no período entre 1T15 e 1T16 (em virtude dos reajustes tarifários anuais e da adoção da RTE a partir de março de 2015), efeito esse que foi suficiente para compensar a redução de 6,4% no volume de vendas na área de concessão;
- Aumento de R\$ 74 milhões nos subsídios tarifários (aporte de CDE), principalmente descontos na TUSD e subsídios para baixa renda, acompanhando a elevação nas tarifas;
- Aumento de R\$ 18 milhões em Energia Elétrica de Curto Prazo; e
- Aumento de R\$ 7 milhões em Outras Receitas e Rendas.

A receita bruta gerencial, que expurga o efeito da variação cambial de Itaipu sobre os ativos e passivos financeiros setoriais, alcançou R\$ 6.383 milhões, um aumento de 0,5% (R\$ 35 milhões) em relação ao 1T15.

As deduções da receita operacional bruta foram de R\$ 3.158 milhões no 1T16, representando um aumento de 40,7% (R\$ 914 milhões), devido aos seguintes aumentos:

- de 96,6% na CDE (R\$ 414 milhões), devido à adoção das novas cotas de CDE (adoção da cota 2015 da CDE Uso e inclusão da CDE Energia a partir de mar/15 e adoção da CDE para cobrir os empréstimos da conta ACR desde o evento tarifário de 2015 de cada distribuidora);
- de 30,4% no ICMS (R\$ 306 milhões);
- de 130,7% na contabilização das bandeiras tarifárias homologadas pela CCEE (R\$ 199 milhões);
- de 1,2% no PIS e Cofins (R\$ 7 milhões);
- de 28,1% em outros encargos (R\$ 1 milhão);

Parcialmente compensados pela redução:

- de 23,0% no Programa de P&D e Eficiência Energética (R\$ 10 milhões);
- de 15,0% no PROINFA (R\$ 4 milhões).

Desconsiderando a receita de construção da infraestrutura da concessão (que não afeta o resultado, devido ao custo correspondente, no mesmo valor), a receita operacional líquida (IFRS) atingiu R\$ 3.221 milhões no 1T16, representando uma redução de 23,0% (R\$ 960 milhões). A receita operacional líquida gerencial, que expurga efeitos não recorrentes e a variação cambial de Itaipu, alcançou R\$ 3.224 milhões, uma redução de 22,1% (R\$ 916 milhões).

### 11.1.1.3) Custo com Energia Elétrica

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\$ 2.222 milhões no 1T16, representando uma redução de 30,4% (R\$ 973 milhões):

- O **custo da energia comprada** para revenda atingiu R\$ 1.882 milhões no 1T16, o que representa uma redução de 33,4% (R\$ 942 milhões), devido aos seguintes fatores:
  - (i) Redução de 99,3% (R\$ 502 milhões) no custo com **energia de curto prazo e Proinfa**, decorrente principalmente das reduções de 76,3% na quantidade de energia comprada (1.055 GWh) e do PLD médio (de R\$ 388,48/MWh no 1T15 para R\$ 34,60/MWh no 1T16, no submercado Sudeste/Centro-Oeste, e de R\$ 388,48/MWh no 1T15 para R\$ 34,59/MWh no 1T16, no submercado Sul), parcialmente compensadas pelo aumento de 61,4% no preço médio de compra (de R\$ 254,71/MWh no 1T15 para R\$ 411,16/MWh no 1T16);
  - (ii) Redução de 23,8% (R\$ 476 milhões) no custo com energia adquirida no ambiente regulado e **contratos bilaterais**, devido principalmente à redução de 30,7% no preço médio de compra (de R\$ 222,32/MWh no 1T15 para R\$ 153,97/MWh no 1T16), a despeito do aumento de 10,0% (902 GWh) na quantidade de energia comprada;
  - (iii) Redução de 10,0% (R\$ 61 milhões) no custo com energia de **Itaipu**, decorrente da redução de 9,3% no preço médio de compra (de R\$ 239,45/MWh no 1T15 para R\$ 217,28/MWh no 1T16) e da redução de 0,9% (22 GWh) na quantidade de energia comprada;
 

Parcialmente compensado por:
  - (iv) Redução de 33,4% (R\$ 96 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\$ 340 milhões no 1T16, o que representa uma queda de 8,1% (R\$ 30 milhões), devido aos seguintes fatores:
  - (i) Redução de 25,7% nos encargos de serviço de sistema – **ESS** (R\$ 44 milhões), em função da redução do PLD;
  - (ii) Redução de 10,5% (R\$ 22 milhões) nos encargos da **rede básica**;
  - (iii) Redução de 18,6% (R\$ 3 milhões) nos encargos de **transporte de Itaipu**;
 

Parcialmente compensados por:
  - (iv) Contabilização de encargos de energia de reserva – **EER** no 1T16, no montante de R\$ 31 milhões (não observada no 1T15);
  - (v) Aumento de 30,8% (R\$ 5 milhões) nos encargos de **conexão e de uso do sistema de distribuição**;
  - (vi) Redução de 8,1% (R\$ 3 milhões) nos créditos de **PIS e Cofins** (reduzidor de custo), gerados a partir dos encargos.

#### 11.1.1.4 Custos e Despesas Operacionais

Os custos e despesas operacionais atingiram R\$ 834 milhões no 1T16, comparado a R\$ 733 milhões no 1T15, um aumento de 13,8% (R\$ 101 milhões), decorrente dos seguintes fatores:

- (i) Aumento de 5,6% (R\$ 7 milhões) no item **Depreciação e Amortização**;
- (ii) Aumento de 0,4% (R\$ 1 milhão) no **custo com construção da infraestrutura** da concessão. Esse item, que atingiu R\$ 214 milhões no 1T16, não afeta o resultado, pois tem sua contrapartida na “receita operacional”;
- (iii) O **PMSO** atingiu R\$ 482 milhões no 1T16, comparado a R\$ 386 milhões no 1T15, registrando um aumento de 25,0% (R\$ 96 milhões), decorrente dos seguintes fatores:
  - ✓ Gastos com pessoal, que registraram aumento de 5,0% (R\$ 8 milhões), devido

principalmente aos efeitos do acordo coletivo de trabalho;

- ✓ Gastos com material, que registraram aumento de 32,6% (R\$ 7 milhões), devido principalmente à reposição de materiais para manutenção de linhas e redes, máquinas e equipamentos e conservação de edificações (R\$ 4 milhões) e à aquisição de materiais para manutenção da frota (R\$ 3 milhões);
- ✓ Gastos com serviços de terceiros, que registraram aumento de 15,1% (R\$ 19 milhões), devido principalmente aos aumentos nas despesas com manutenção do sistema elétrico (R\$ 6 milhões), leitura de medidores e uso (R\$ 2 milhões), ações de cobrança (R\$ 2 milhões), entrega e cobrança de fatura (R\$ 1 milhão), poda de árvores (R\$ 1 milhão) e outros serviços terceirizados (R\$ 6 milhões);
- ✓ Outros custos/despesas operacionais, que registraram um aumento de 76,7% (R\$ 63 milhões), devido principalmente aos seguintes fatores:
  - Aumento de 122,3% (R\$ 28 milhões) nas despesas legais, judiciais, indenizações e multas;
  - Aumento de 138,1% (R\$ 26 milhões) na provisão para créditos de liquidação duvidosa, em virtude do cenário econômico atual e dos aumentos tarifários ocorridos ao longo de 2015;
  - Aumento de 20,5% (R\$ 8 milhões) em outras despesas, devido principalmente a multas regulatórias - DIC, FIC, DMIC e DICRI (R\$ 3 milhões), baixa de ativos (R\$ 1 milhão), taxas regulamentares (R\$ 1 milhão) e outros efeitos (R\$ 3 milhões).

PMSO Reportado <sup>(1)</sup> (R\$ milhões)				
	1T16	1T15	Variação	
			R\$ MM	%
<b>PMSO Reportado (IFRS)</b>				
Pessoal	(165,7)	(157,8)	(7,9)	5,0%
Material	(28,3)	(21,4)	(7,0)	32,6%
Serviços de Terceiros	(144,1)	(125,2)	(18,9)	15,1%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(144,1)	(81,5)	(62,5)	76,7%
<i>PDD</i>	<i>(45,4)</i>	<i>(19,1)</i>	<i>(26,3)</i>	<i>138,1%</i>
<i>Despesas Legais e Judiciais</i>	<i>(51,1)</i>	<i>(23,0)</i>	<i>(28,1)</i>	<i>122,3%</i>
<i>Outros</i>	<i>(47,6)</i>	<i>(39,5)</i>	<i>(8,1)</i>	<i>20,5%</i>
<b>Total PMSO</b>	<b>(482,3)</b>	<b>(385,9)</b>	<b>(96,4)</b>	<b>25,0%</b>

Nota: (1) PMSO Reportado (IFRS) equivalente ao PMSO Gerencial.

Parcialmente compensado pela:

- (iv) Redução de 16,3% (R\$ 3 milhões) no item **Entidade de Previdência Privada**.

### 11.1.1.5) EBITDA

O **EBITDA (IFRS)** totalizou R\$ 503 milhões no 1T16, registrando uma redução de 13,9% (R\$ 81 milhões). O **EBITDA gerencial**, que desconsidera efeitos não recorrentes e a variação cambial de Itaipu, alcançou R\$ 506 milhões, o que representa uma queda de 6,9% (R\$ 37 milhões).

Conciliação do EBITDA - IFRS x Gerencial (R\$ milhões)			
	1T16	1T15	Var.
<b>EBITDA - IFRS (A)</b>	<b>503</b>	<b>585</b>	<b>-13,9%</b>
<b>Varição cambial de Itaipu (B)</b>	<b>3</b>	<b>(71)</b>	
<b>(+) Efeitos não recorrentes (C)</b>	<b>-</b>	<b>30</b>	
Ajuste da alíquota efetiva de PIS/Cofins		30	
<b>EBITDA Gerencial (A + B + C)</b>	<b>506</b>	<b>544</b>	<b>-6,9%</b>

### 11.1.1.6) Resultado Financeiro

No 1T16, o resultado financeiro líquido (IFRS) registrou uma redução de 97,2% (R\$ 153 milhões), com uma despesa financeira líquida de R\$ 4 milhões, comparada a uma despesa financeira líquida de R\$ 158 milhões no 1T15. Já o resultado financeiro líquido gerencial, que desconsidera os efeitos da variação cambial de Itaipu, teve uma redução de 91,7% (R\$ 79 milhões).

Resultado Financeiro (IFRS - R\$ Milhões)			
	1T16	1T15	Var.
Receitas	311	193	60,9%
Despesas	(315)	(351)	-10,1%
<b>Resultado Financeiro</b>	<b>(4)</b>	<b>(158)</b>	<b>-97,2%</b>

Resultado Financeiro (Gerencial - R\$ Milhões)			
	1T16	1T15	Var.
<b>Receitas</b>			
Rendas de aplicações financeiras	80	45	77,6%
Acréscimos e multas moratórias	56	41	38,0%
Atualização de créditos fiscais	1	2	-59,9%
Atualização de depósitos judiciais	8	19	-54,8%
Atualizações monetárias e cambiais	25	6	299,6%
Ajuste de expectativa de fluxo de caixa	93	59	55,7%
Deságio na aquisição de crédito de ICMS	7	5	46,9%
Atualização do ativo financeiro setorial	49	10	412,2%
PIS e COFINS - sobre receitas financeiras	(18)	-	-
Outros	11	8	39,2%
<b>Total</b>	<b>311</b>	<b>193</b>	<b>60,9%</b>
<b>Despesas</b>			
Encargos de dívidas	(167)	(144)	15,8%
Atualizações monetárias e cambiais	(113)	(104)	8,2%
(-) Juros capitalizados	2	2	-5,3%
Atualizações de passivo financeiro setorial	(2)	(3)	-49,2%
Outros	(39)	(30)	29,5%
<b>Total</b>	<b>(318)</b>	<b>(280)</b>	<b>13,8%</b>
<b>Resultado Financeiro</b>	<b>(7)</b>	<b>(86)</b>	<b>-91,7%</b>

Nota: O efeito da variação cambial de Itaipu foi positivo em R\$ 3 milhões no 1T16 e negativo em R\$ 71 milhões no 1T15.

Os itens que explicam essa variação são:

- Receita Financeira: aumento de 60,9% (R\$ 118 milhões), passando de R\$ 193 milhões no 1T15 para R\$ 311 milhões no 1T16, devido principalmente aos seguintes fatores:
  - (i) Aumento de 412,2% (R\$ 40 milhões) em atualizações do **ativo financeiro setorial**;
  - (ii) Aumento de 77,6% (R\$ 35 milhões) nas **rendas de aplicações financeiras**, em virtude dos aumentos no saldo médio de aplicações e no CDI médio;
  - (iii) Aumento de 55,7% (R\$ 33 milhões) no ajuste de expectativa de fluxo de caixa (atualização monetária do **ativo financeiro da concessão**), devido a: (a) a inflação mais elevada (IGP-M de 1,86% no 1T15 vs IPCA de 2,64% no 1T16)<sup>4</sup>, (b) a maior base de ativos na CPFL Paulista, CPFL Piratininga e na RGE, parcialmente compensados pela (c) 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>5</sup>;

<sup>4</sup> Em novembro/15, por meio da REN nº 686/2015, a Aneel aprovou alterações no PRORET (Procedimentos de Regulação Tarifária), Submódulo 2.3, entre elas a substituição do indexador IGP-M pelo IPCA para atualização da base de remuneração regulatória.

<sup>5</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

- (iv) Aumento de 299,6% (R\$ 19 milhões) em **atualizações monetárias e cambiais**, devido ao: (a) aumento de R\$ 16 milhões nas receitas de multas, juros e atualização monetária relativas aos parcelamentos efetuados com consumidores; e (b) aumento de R\$ 3 milhões na atualização do saldo dos subsídios tarifários, conforme determinação da Aneel;
- (v) Aumento de 38,0% (R\$ 15 milhões) nos **acréscimos e multas moratórias**, por conta do aumento na tarifa;
- (vi) Aumento de R\$ 4 milhões em **outras receitas financeiras**;  
Parcialmente compensados por:
  - (vii) **PIS e Cofins** sobre receita financeira (R\$ 18 milhões);
  - (viii) Redução de 54,8% (R\$ 10 milhões) na atualização de **depósitos judiciais**.
- Despesa Financeira: em IFRS, redução de 10,1% (R\$ 35 milhões), passando de R\$ 351 milhões no 1T15 para R\$ 315 milhões no 1T16. Na visão gerencial, que expurga os efeitos da variação cambial de Itaipu, houve um aumento de 13,8% (R\$ 39 milhões), devido principalmente aos seguintes fatores:
  - (i) Aumento de 15,8% (R\$ 23 milhões) nos **encargos de dívidas** em moeda local, devido principalmente aos aumentos no custo médio da dívida e no estoque de dívida;
  - (ii) Aumento de 8,2% (R\$ 9 milhões) em **atualizações monetárias e cambiais**, devido a: (a) aumento dos encargos de dívida em moeda estrangeira, com swap para CDI (R\$ 33 milhões); parcialmente compensado pelo (b) efeito positivo da marcação a mercado nas operações sob a lei 4.131 - efeito não caixa (R\$ 24 milhões);
  - (iii) Aumento de 32,5% (R\$ 9 milhões) em outras despesas financeiras;  
Parcialmente compensados por:
    - (iv) Redução de 49,2% (R\$ 2 milhões) em atualizações do **passivo financeiro setorial**.

### 11.1.1.7) Lucro Líquido

No 1T16, o **Lucro Líquido (IFRS)** foi de R\$ 236 milhões, registrando um aumento de 21,6% (R\$ 42 milhões). O **Lucro Líquido gerencial**, que desconsidera efeitos não recorrentes registrou uma alta de 10,4% (R\$ 22 milhões).

Conciliação do Lucro Líquido - IFRS x Gerencial (R\$ milhões)			
	1T16	1T15	Var.
<b>Lucro Líquido - IFRS (A)</b>	236	194	21,6%
<b>(+) Efeitos não recorrentes (B)</b>	-	20	
Ajuste da alíquota efetiva de PIS/Cofins		20	
<b>Lucro Líquido Gerencial (A + B)</b>	236	214	10,4%

classificado como *ativo financeiro da concessão*, referindo-se à indenização que a distribuidora receberá quando os ativos forem revertidos ao Poder Concedente.



## 11.1.2) Reajuste Tarifário Anual

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	19 de junho
CPFL Piratininga	23 de Outubro

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

### RGE

Em 16 de junho de 2015, por meio da Resolução Homologatória nº 1.896, a Aneel reajustou as tarifas de energia elétrica da RGE em 33,48%, sendo 24,99% relativos ao Reajuste Tarifário e 8,50% referentes aos componentes financeiros externos ao Reajuste Tarifário, correspondendo a um efeito médio de -3,76% a ser percebido pelos consumidores. O impacto da Parcela A (Energia, Encargos de Transmissão e Encargos Setoriais) no reajuste foi de 24,13% e da Parcela B de 0,86%. O fim do contrato bilateral Tractebel ao término de 2014 e a inclusão dos preços da compra de energia do 18º Leilão de Ajuste, que teve impacto menor do que o considerado na RTE, foram os motivos do reajuste negativo da tarifa no mercado cativo. As novas tarifas entraram em vigor em 19 de junho de 2015.

### CPFL Paulista

Em 05 de abril de 2016, por meio da Resolução Homologatória nº 2.056, a Aneel reajustou as tarifas de energia elétrica da CPFL Paulista em 9,89%, sendo -0,29% relativos ao Reajuste Tarifário Econômico e 10,17% referentes aos componentes financeiros externos ao Reajuste Tarifário, correspondendo a um efeito médio de 7,55% a ser percebido pelos consumidores. O impacto da Parcela A (Energia, Encargos de Transmissão e Encargos Setoriais) no reajuste foi de -2,06% e da Parcela B de 1,78%.

### 11.1.3) Revisão Tarifária Periódica

Revisões Tarifárias			
Distribuidora	Periodicidade	Data da Próxima Revisão	Ciclo
CPFL Santa Cruz	A cada 5 anos	Março de 2016*	4º CRTP
CPFL Leste Paulista	A cada 5 anos	Março de 2016*	4º CRTP
CPFL Jaguarí	A cada 5 anos	Março de 2016*	4º CRTP
CPFL Sul Paulista	A cada 5 anos	Março de 2016*	4º CRTP
CPFL Mococa	A cada 5 anos	Março de 2016*	4º CRTP
CPFL Paulista	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

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

### 11.1.4) 4º Ciclo de Revisão Tarifária Periódica

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

Notas:

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

### CPFL Piratininga

Em outubro de 2015 a ANEEL finalizou o processo de revisão tarifária da CPFL Piratininga. A mudança da metodologia impactou positivamente o cálculo da Parcela B. Assim, a parcela B teve um aumento de 5,31%, se comparada à parcela B que compunha a tarifa anterior (de R\$ 720 milhões para R\$ 755 milhões). Em comparação com a Revisão Tarifária Extraordinária de fevereiro de 2015, o efeito médio para o consumidor será de 21,11%, composto da seguinte forma: Parcela A (8,10%), Parcela B (1,36%) e componentes financeiros (11,65%).

### CPFL Santa Cruz, CPFL Leste Paulista, CPFL Jaguarí, CPFL Sul Paulista e CPFL Mococa.

Em 22 de março de 2016, a Aneel homologou o resultado da quarta Revisão Tarifária Periódica das distribuidoras CPFL Santa Cruz, CPFL Leste Paulista, CPFL Jaguarí, CPFL Sul Paulista e

CPFL Mococa. Em comparação com a Revisão Tarifária Extraordinária de março de 2015, o efeito médio para o consumidor foi de 7,2% para a CPFL Santa Cruz, 12,8% para a CPFL Sul Paulista, 13,3% para a CPFL Leste Paulista, 9,0% para a CPFL Mococa e 13,3% para a CPFL Jaguari e os detalhes podem ser encontrados na tabela acima.

### 11.1.5 Revisão Tarifária Extraordinária (RTE) de 2015

Em 27 de fevereiro a ANEEL homologou, por meio da Resolução Homologatória nº 1.858/2015, a Revisão Tarifária Extraordinária – RTE das distribuidoras de energia elétrica que pleitearam tal revisão, dentre elas as distribuidoras do Grupo CPFL. Essa RTE foi necessária para reestabelecer o equilíbrio econômico-financeiro dessas concessionárias frente aos seguintes fatos: (i) aumento da taxa de câmbio para R\$2,80/US\$ e da tarifa adotada nos contratos de compra de energia da Usina de Itaipu em 2015; (ii) aumento do custo de compra de energia decorrente do Leilão de Ajuste de 2015 e do Leilão de Energia Existente de 2014; (iii) aumento significativo da quota CDE em 2015; e (iv) recálculo do encargo de pesquisa e desenvolvimento (P&D). Para as distribuidoras CPFL Santa Cruz, CPFL Jaguari, CPFL Mococa, CPFL Leste Paulista e CPFL Sul Paulista, a RTE foi necessária para contemplar a nova quota CDE de 2015, adequar a taxa de câmbio para pagamento da energia comprada da Usina de Itaipu, e excluir o componente financeiro de previsão de exposição/sobrecontratação, pois os demais itens já haviam sido contemplados no Reajuste Tarifário Anual – RTA de 3 de fevereiro. As novas tarifas entraram em vigor em 02 de março de 2015.

As revisões tarifárias extraordinárias são demonstradas, por distribuidora, na tabela a seguir:

Revisão Tarifária Extraordinária (RTE)	RGE	CPFL Paulista	CPFL Mococa	CPFL Sul Paulista	CPFL Jaguari	CPFL Leste Paulista	CPFL Santa Cruz	CPFL Piratininga
Energia	17,1%	7,7%	1,2%	0,8%	2,6%	1,7%	-4,1%	3,3%
Encargos	18,4%	24,0%	15,0%	20,5%	20,2%	17,4%	13,2%	26,0%
<b>Efeito Médio Consumidor</b>	<b>37,2%</b>	<b>32,3%</b>	<b>16,6%</b>	<b>22,0%</b>	<b>23,0%</b>	<b>19,5%</b>	<b>10,0%</b>	<b>29,8%</b>

Em 07 de abril a ANEEL alterou, por meio da Resolução Homologatória nº 1.870/2015, a Revisão Tarifária Extraordinária – RTE das distribuidoras CPFL Leste Paulista, CPFL Sul Paulista, CPFL Jaguari, CPFL Mococa, CPFL Santa Cruz. Essa retificação foi necessária para alterar o valor das quotas mensais da CDE – energia referente à conta ACR, destinada à amortização das operações de crédito contratadas pela CCEE na gestão da conta ACR. As tarifas resultantes desta retificação entraram em vigor em 08 de abril de 2015.

O efeito da retificação das revisões tarifárias extraordinárias em relação às RTEs originalmente homologadas é demonstrado, por distribuidora, na tabela a seguir:

Revisão Tarifária Extraordinária (RTE)	CPFL Mococa	CPFL Sul Paulista	CPFL Jaguari	CPFL Leste Paulista	CPFL Santa Cruz
<b>Efeito Médio Consumidor</b>	-4,1%	-4,0%	-5,0%	-4,2%	-4,6%

## 11.1.6) Indicadores Operacionais

### 11.1.6.1) DEC e FEC

A partir de set/15 as concessões da CPFL no Estado de SP sofreram com o impacto do El Niño mais forte dos últimos 15 anos. No final de 2015 sofremos principalmente com fortes chuvas que trouxeram ventos e raios muito acima da média histórica. Já no início de 2016 tivemos grande volume de chuvas, que apesar de terem menos ventos e raios (quando comparado com o final de 2015), a alta concentração pluviométrica acabou gerando vários pontos de alagamento, impedindo o acesso das nossas equipes para o rápido restabelecimento do fornecimento de energia elétrica.

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. Os indicadores sofreram leve aumento em função dos fenômenos climáticos mencionados acima.

Distribuidora	Indicadores* DEC e FEC											
	DEC (horas)						FEC (nº vezes)					
	2012	2013	2014	2015	1T16	ANEEL*	2012	2013	2014	2015	1T16	ANEEL*
CPFL Paulista	7,48	7,14	6,93	7,76	<b>8,06</b>	<b>7,92</b>	5,37	4,73	4,89	4,89	<b>5,00</b>	<b>7,06</b>
CPFL Piratininga	5,66	7,44	6,98	7,24	<b>6,91</b>	<b>7,35</b>	4,24	4,58	4,19	4,31	<b>3,94</b>	<b>6,45</b>
RGE	14,61	17,35	18,77	15,98	<b>15,11</b>	<b>12,92</b>	8,94	9,04	9,14	8,33	<b>7,69</b>	<b>9,97</b>
CPFL Santa Cruz	5,28	6,97	6,74	8,46	<b>8,17</b>	<b>9,44</b>	5,83	6,82	5,29	6,34	<b>5,39</b>	<b>9,08</b>
CPFL Jaguari	4,49	5,92	5,41	6,93	<b>6,47</b>	<b>8,00</b>	4,66	5,43	4,32	4,61	<b>4,12</b>	<b>8,00</b>
CPFL Mococa	5,83	4,86	6,88	7,04	<b>6,16</b>	<b>10,19</b>	5,69	4,93	7,31	5,92	<b>4,92</b>	<b>8,79</b>
CPFL Leste Paulista	8,26	7,58	8,48	7,92	<b>7,27</b>	<b>9,79</b>	6,57	6,33	6,30	5,67	<b>4,99</b>	<b>8,49</b>
CPFL Sul Paulista	10,80	9,08	9,69	11,51	<b>14,55</b>	<b>10,46</b>	9,01	6,71	7,03	9,47	<b>11,43</b>	<b>8,73</b>

\* Limite Aneel 2016

### 11.1.6.2) Perdas

Abaixo podemos visualizar como foi o desempenho das distribuidoras do grupo CPFL ao longo de doze meses:

Perdas Acumuladas em 12 Meses	Perda Técnica					Perda Não-Técnica					Total				
	2T15	3T15	4T15	1T16	ANEEL	2T15	3T15	4T15	1T16	ANEEL	2T15	3T15	4T15	1T16	ANEEL
CPFL Paulista	6,22%	6,32%	6,32%	6,57%	<b>6,32%</b>	2,03%	2,30%	2,33%	2,62%	<b>1,98%</b>	8,25%	8,61%	8,66%	9,19%	<b>8,30%</b>
CPFL Piratininga*	4,17%	4,19%	4,16%	4,19%	<b>5,52%</b>	1,99%	2,10%	2,22%	2,63%	<b>1,43%</b>	6,16%	6,29%	6,38%	6,82%	<b>6,95%</b>
RGE	7,85%	7,87%	7,69%	7,54%	<b>7,28%</b>	1,27%	1,53%	1,56%	1,98%	<b>1,87%</b>	9,12%	9,39%	9,25%	9,52%	<b>9,15%</b>
CPFL Santa Cruz*	7,91%	8,11%	8,77%	8,69%	<b>7,76%</b>	0,54%	1,30%	0,05%	0,87%	<b>0,52%</b>	8,45%	9,41%	8,82%	9,56%	<b>8,28%</b>
CPFL Leste Paulista*	8,56%	8,40%	8,22%	8,52%	<b>7,81%</b>	2,70%	3,14%	3,54%	3,69%	<b>1,15%</b>	11,26%	11,54%	11,76%	12,21%	<b>8,96%</b>
CPFL Sul Paulista*	6,98%	7,14%	7,29%	7,69%	<b>5,94%</b>	0,77%	0,32%	0,35%	0,85%	<b>0,20%</b>	7,75%	7,46%	7,64%	8,54%	<b>6,15%</b>
CPFL Jaguari*	3,73%	3,64%	3,54%	3,43%	<b>4,28%</b>	0,53%	0,58%	0,84%	1,29%	<b>0,40%</b>	4,25%	4,22%	4,37%	4,72%	<b>4,67%</b>
CPFL Mococa*	7,85%	7,70%	7,71%	7,79%	<b>8,17%</b>	1,23%	1,79%	1,87%	2,57%	<b>0,57%</b>	9,08%	9,49%	9,58%	10,35%	<b>8,74%</b>

\* Valores Aneel definidos no 4º CRTP

No 1T16, o índice de perdas consolidado da CPFL Energia apresentou elevação. Essa elevação reflete o aumento do não faturado, principalmente em função do efeito do ano bissexto - 1 dia a mais na carga, ainda não refletido no calendário de faturamento e temperatura mais elevada no período.

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

Perdas Acumuladas em 12 Meses - BT	Perdas Não-Técnicas sobre BT				
	2T15	3T15	4T15	1T16	ANEEL
CPFL Paulista	4,78%	5,40%	5,45%	6,15%	<b>4,61%</b>
CPFL Piratininga*	5,92%	6,22%	6,54%	7,69%	<b>3,90%</b>
RGE	3,16%	3,80%	3,86%	4,89%	<b>4,41%</b>
CPFL Santa Cruz*	1,03%	2,53%	0,10%	1,67%	<b>0,98%</b>
CPFL Leste Paulista*	4,68%	5,49%	6,21%	6,56%	<b>1,96%</b>
CPFL Sul Paulista*	2,04%	0,85%	0,90%	2,08%	<b>0,51%</b>
CPFL Jaguari*	2,07%	2,30%	3,36%	5,25%	<b>1,60%</b>
CPFL Mococa*	2,13%	3,10%	3,24%	4,50%	<b>0,98%</b>

\* Valores Aneel definidos no 4º CRTP.

## 11.2) Segmentos de Comercialização e Serviços

DRE Consolidado - Comercialização e Serviços (Pro-forma - R\$ Milhões)			
	1T16	1T15	Var.
<b>Receita Operacional Bruta</b>	<b>581</b>	<b>572</b>	<b>1,5%</b>
Receita Operacional Líquida	515	503	2,5%
<b>EBITDA (IFRS)<sup>(1)</sup></b>	<b>34</b>	<b>34</b>	<b>0,1%</b>
<b>Lucro Líquido (IFRS)</b>	<b>22</b>	<b>29</b>	<b>-</b>

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

### Receita Operacional

No 1T16, a receita operacional bruta atingiu R\$ 580 milhões, representando um aumento de 1,5% (R\$ 9 milhões), e a receita operacional líquida foi de R\$ 515 milhões, representando um aumento de 2,5% (R\$ 12 milhões).

### EBITDA

No 1T16, o EBITDA foi de R\$ 34 milhões, comparado a R\$ 34 milhões no 1T15, um aumento de 0,1%.

### Lucro Líquido

No 1T16, o lucro líquido foi de R\$ 22 milhões, comparado a um lucro líquido de R\$ 29 milhões no 1T15.

## 11.3) Segmento de Geração Convencional

### 11.3.1) Desempenho Econômico-Financeiro

DRE Consolidado - Geração Convencional - IFRS (Pro-forma - R\$ Milhões)			
	1T16	1T15	Var.
<b>Receita Operacional Bruta</b>	261	254	<b>2,5%</b>
<b>Receita Operacional Líquida</b>	<b>236</b>	<b>232</b>	<b>1,8%</b>
Custo com Energia Elétrica	(26)	(48)	-47,1%
Custos e Despesas Operacionais	(56)	(50)	11,8%
<b>EBITDA<sup>(1)</sup></b>	<b>249</b>	<b>183</b>	<b>35,7%</b>
<b>Lucro Líquido</b>	<b>110</b>	<b>38</b>	<b>186,1%</b>

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

DRE Consolidado - Geração Convencional - Gerencial <sup>(1)</sup> (Pro-forma - R\$ Milhões)			
	1T16	1T15	Var.
<b>Receita Operacional Bruta</b>	492	538	<b>-8,5%</b>
<b>Receita Operacional Líquida</b>	<b>448</b>	<b>490</b>	<b>-8,5%</b>
Custo com Energia Elétrica	(35)	(94)	-63,1%
Custos e Despesas Operacionais	(134)	(198)	-32,5%
Resultado do Serviço	280	198	41,3%
<b>EBITDA</b>	<b>337</b>	<b>258</b>	<b>30,7%</b>
<b>EBITDA Gerencial<sup>(2)</sup></b>	<b>329</b>	<b>320</b>	<b>2,9%</b>
Resultado Financeiro	(131)	(143)	-8,3%
Lucro Antes da Tributação	149	55	169,5%
<b>Lucro Líquido</b>	<b>99</b>	<b>33</b>	<b>195,2%</b>
<b>Lucro Líquido Gerencial<sup>(2)</sup></b>	<b>94</b>	<b>74</b>	<b>25,9%</b>

Notas:

(1) Consolidação Proporcional da Geração Convencional (Ceran, Baesa, Enercan, Foz Chapecó, Epasa e Jaguari Geração);

(2) Exclui os efeitos não-recorrentes no EBITDA e no Lucro Líquido.

## Receita Operacional

No 1T16, a **Receita Operacional Bruta**, considerando a Consolidação Proporcional no Segmento de Geração Convencional, atingiu R\$ 492 milhões, uma redução de 8,5% (R\$ 46 milhões).

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

- (i) Redução da receita da Epasa, no montante de R\$ 68 milhões, refletindo o menor custo de aquisição de óleo combustível;

Parcialmente compensado por:

- (ii) Incremento de receita decorrente dos reajustes de preços dos contratos de venda dos projetos de geração hidrelétrica da Companhia (Ceran, Baesa, Enercan, Foz do Chapecó e Jaguari Geração) (R\$ 22 milhões).

A **Receita Operacional Líquida** foi de R\$ 448 milhões, registrando uma redução de 8,5% (R\$ 42 milhões).

## Custo com Energia Elétrica

No 1T16, o custo com energia elétrica, considerando a Consolidação Proporcional no Segmento de Geração Convencional, foi de R\$ 35 milhões, uma redução de 63,1% (R\$ 59 milhões), devido principalmente aos seguintes fatores:

- (i) Redução de R\$ 117 milhões em custos com GSF, passando de R\$ 127 milhões no 1T15 para R\$ 10 milhões no 1T16. Em 2015, antes da repactuação do risco hidrológico, o GSF era considerado **efeito não recorrente**. Após a repactuação do GSF no 4T15, a companhia passou a considerar o GSF como efeito recorrente, assim como passou a considerar os ganhos de sazonalização de 2015 como efeito não-recorrente, já que os efeitos de sazonalização ficam significativamente reduzidos após a repactuação do GSF. A despesa remanescente de GSF refere-se à parcela dos contratos do ACL que não foram repactuados.
- (ii) Contabilização da repactuação da Baesa no 1T16, no montante de R\$ 8 milhões – **efeito não recorrente**;

Parcialmente compensado por:

- (iii) Ganho com a estratégia de sazonalização da garantia física (reduzidor de custo), de R\$ 65 milhões no 1T15 - **efeito não recorrente**.

## Custos e Despesas Operacionais

Os custos e despesas operacionais, considerando a Consolidação Proporcional no Segmento de Geração Convencional, atingiram R\$ 134 milhões no 1T16, comparados a R\$ 198 milhões no 1T15, uma redução de 32,5% (R\$ 64 milhões), devido às variações em:

- (i) PMSO, item que atingiu R\$ 76 milhões, registrando uma redução de 44,7% (R\$ 62 milhões), devido principalmente à redução nas despesas de materiais referentes à aquisição de óleo combustível pela Épasa (R\$ 69 milhões) (receita associada), parcialmente compensada pelo pagamento do prêmio de risco do GSF (R\$ 5 milhões) e outros (R\$ 1 milhão);
- (ii) Depreciação e Amortização, que atingiu R\$ 60 milhões, uma redução de 4,7% (R\$ 3 milhões).

AJUSTES GERENCIAIS NO PMSO, PARA FINS DE COMPARAÇÃO (R\$ milhões)				
	1T16	1T15	Variação	
			R\$ MM	%
<b>PMSO Reportado (IFRS)</b>				
Pessoal	(9,0)	(7,9)	(1,1)	13,6%
Material	(0,8)	(0,3)	(0,5)	167,3%
Serviços de Terceiros	(4,2)	(5,4)	1,1	-21,2%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(10,9)	(3,9)	(7,1)	183,4%
<b>Total PMSO Reportado (IFRS) - (A)</b>	<b>(25,0)</b>	<b>(17,5)</b>	<b>(7,5)</b>	<b>43,0%</b>
<b>Consolidação Proporcional</b>				
Pessoal	(3,2)	(3,0)	(0,3)	9,0%
Material	(31,9)	(101,9)	70,0	-68,7%
Serviços de Terceiros	(3,1)	(5,0)	1,9	-38,7%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(11,7)	(10,8)	(0,9)	8,7%
<b>Total Consolidação Proporcional - (B)</b>	<b>(49,9)</b>	<b>(120,6)</b>	<b>70,7</b>	<b>-58,6%</b>
<b>PMSO Gerencial</b>				
Pessoal	(12,3)	(10,9)	(1,4)	12,4%
Material	(32,7)	(102,2)	69,5	-68,0%
Serviços de Terceiros	(7,3)	(10,4)	3,1	-29,6%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(24,0)	(14,6)	(9,4)	64,4%
Prêmio do Risco do GSF	(4,8)	-	(4,8)	-
Outros	(19,2)	(14,6)	(4,6)	31,5%
<b>Total PMSO Gerencial - (C) = (A) + (B)</b>	<b>(76,3)</b>	<b>(138,1)</b>	<b>61,8</b>	<b>-44,7%</b>

## EBITDA

No 1T16, o **EBITDA** (considerando a consolidação proporcional) foi de R\$ 337 milhões, comparado a R\$ 258 milhões no 1T15, um aumento de 30,7% (R\$ 79 milhões).

Considerando a consolidação proporcional e expurgando os efeitos não recorrentes, o **EBITDA Gerencial** foi de R\$ 329 milhões no 1T16, comparado a R\$ 385 milhões no 1T15, uma redução de 14,5% (R\$ 56 milhões).

Conciliação do EBITDA - IFRS x Gerencial (R\$ milhões)			
	1T16	1T15	Var.
<b>EBITDA - IFRS (A)</b>	<b>249</b>	<b>183</b>	<b>35,7%</b>
<b>(+) Consolidação Proporcional (B)</b>	<b>88</b>	<b>74</b>	<b>18,1%</b>
<b>EBITDA - Consolidação proporcional</b>	<b>337</b>	<b>258</b>	<b>30,7%</b>
<b>(+) Efeitos não-recorrentes (C)</b>	<b>(8)</b>	<b>127</b>	<b>-</b>
GSF ( <i>Generation Scaling Factor</i> )	-	127	
Repactuação do GSF	(8)	-	
<b>EBITDA Gerencial (A + B + C)</b>	<b>329</b>	<b>385</b>	<b>-14,5%</b>



## Resultado Financeiro

No 1T16, o resultado financeiro foi uma despesa líquida de R\$ 131 milhões, representando uma queda de 8,3% (R\$ 12 milhões). As Despesas Financeiras passaram de R\$ 177 milhões no 1T15 para R\$ 186 milhões no 1T16 (aumento de 5,2% ou R\$ 9 milhões), devido principalmente ao aumento do custo médio da dívida. Já as Receitas Financeiras passaram de R\$ 34 milhões no 1T15 para R\$ 55 milhões no 1T16 (aumento de 61,6% ou R\$ 21 milhões), devido principalmente ao aumento nas rendas de aplicações financeiras.

## Lucro Líquido

No 1T16, o **lucro líquido** (considerando a consolidação proporcional) foi de R\$ 99 milhões, comparado a um lucro líquido de R\$ 33 milhões no 1T15.

Considerando a consolidação proporcional e expurgando os efeitos não recorrentes, o **Lucro Líquido Gerencial** foi de R\$ 94 milhões no 1T16, comparado ao lucro de R\$ 117 milhões no 1T15, uma redução de 20,2% (R\$ 24 milhões).

Conciliação do Lucro Líquido - IFRS x Gerencial (R\$ milhões)			
	1T16	1T15	Var.
<b>Lucro Líquido - IFRS (A)</b>	<b>110</b>	<b>38</b>	<b>186,1%</b>
<b>(+) Consolidação Proporcional (B)</b>	<b>(11)</b>	<b>(5)</b>	<b>125,8%</b>
<b>EBITDA - Consolidação proporcional</b>	<b>99</b>	<b>33</b>	<b>195,2%</b>
<b>(+) Efeitos não-recorrentes (C)</b>	<b>(5)</b>	<b>84</b>	
GSF ( <i>Generation Scaling Factor</i> )	-	84	
Repactuação do GSF	(5)	-	
<b>Lucro Líquido Gerencial (A + B + C)</b>	<b>94</b>	<b>117</b>	<b>-20,2%</b>

## 11.4) CPFL Renováveis

### 11.4.1) Desempenho Econômico-Financeiro

DRE Consolidado - CPFL Renováveis (100% Participação - R\$ Milhões)			
	1T16	1T15	Var. %
<b>Receita Operacional Bruta (IFRS)</b>	<b>295</b>	<b>390</b>	<b>-24,2%</b>
Receita Operacional Líquida	279	364	-23,5%
Custo com Energia Elétrica	(33)	(122)	-72,7%
Custos e Despesas Operacionais	(211)	(193)	9,2%
PMSO	(78)	(65)	19,7%
Depreciação/Amortização	(133)	(128)	3,9%
Resultado do Serviço	34	49	-30,2%
<b>EBITDA (IFRS)<sup>(1)</sup></b>	<b>168</b>	<b>178</b>	<b>-5,5%</b>
Resultado Financeiro	(133)	(107)	24,8%
Lucro antes da Tributação	(99)	(57)	71,9%
<b>Lucro Líquido (IFRS)</b>	<b>(106)</b>	<b>(65)</b>	<b>63,8%</b>

Nota:

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

DRE Consolidado - CPFL Renováveis (Participação Proporcional - R\$ Milhões) <sup>1</sup>			
	1T16	1T15	Var. %
<b>Receita Operacional Bruta</b>	<b>153</b>	<b>208</b>	<b>-26,1%</b>
Receita Operacional Líquida	145	194	-25,5%
Custo com Energia Elétrica	(17)	(69)	-75,1%
Custos e Despesas Operacionais	(110)	(100)	10,0%
PMSO	(41)	(34)	21,9%
Depreciação/Amortização	(69)	(66)	3,9%
Resultado do Serviço	18	25	-30,2%
<b>EBITDA</b>	<b>87</b>	<b>92</b>	<b>-5,5%</b>
<b>EBITDA Gerencial<sup>(2)</sup></b>	<b>87</b>	<b>113</b>	<b>-23,3%</b>
Resultado Financeiro	(69)	(55)	24,8%
Lucro antes da Tributação	(51)	(30)	71,9%
<b>Lucro Líquido</b>	<b>(55)</b>	<b>(33)</b>	<b>63,8%</b>
<b>Lucro Líquido Gerencial<sup>(2)</sup></b>	<b>(55)</b>	<b>(12)</b>	<b>350,7%</b>

Notas:

(1) Consolidação Proporcional da CPFL Renováveis (51,61%);

(2) Exclui os efeitos não-recorrentes no EBITDA e no Lucro Líquido

## Variações no DRE da CPFL Renováveis

No 1T16, as variações no DRE da CPFL Renováveis devem-se principalmente a entrada em operação do parque eólico **Morro dos Ventos II** em abril de 2015.

### Receita Operacional

Considerando a participação proporcional, a **Receita Operacional Bruta** atingiu **R\$ 153 milhões** no 1T16, representando uma queda de 26,1% (**R\$ 54 milhões**). Esta redução decorre, principalmente, dos seguintes fatores:

- (i) Menor receita em Bio Alvorada e Bio Coopcana no 1T16, pois no 1T15 houve a necessidade de compra de energia para atendimento da média móvel (**R\$ 25 milhões**);
- (ii) Menor volume de energia gerada nas eólicas localizadas no Nordeste no 1T16, consequência do enfraquecimento da velocidade dos ventos naquela região em decorrência do fenômeno climático *El Niño*, apesar da entrada em operação de Morro dos Ventos II em abril de 2015 (**R\$ 13 milhões**);
- (iii) Menor receita nas PCHs no 1T16, em função da sazonalização dos contratos (**R\$ 10 milhões**);
- (iv) Ganho com estratégia de sazonalização da garantia física no 1T15, que não se repetiu no 1T16 (**R\$ 4 milhões**) – **Efeito não recorrente**
- (v) Menor geração em Bio Formosa no 1T16, em função do término da safra com um mês de antecedência em relação ao 1T15. (**R\$ 3 milhões**)

Parcialmente compensado por:

- (vi) Outros efeitos (**R\$ 1 milhão**).

A **Receita Operacional Líquida** foi de **R\$ 145 milhões**, representando uma queda de 25,6% (**R\$ 49 milhões**).

## Custo com Energia Elétrica

No 1T16, o **Custo com Energia Elétrica** (considerando a participação proporcional) foi de **R\$ 17 milhões**, representando uma redução de 75,5% (**R\$ 52 milhões**). Essa redução foi resultado dos seguintes fatores:

- (i) Menor impacto do GSF (**R\$ 26 milhões**), que foi de **R\$ 1 milhão** no 1T16 contra **R\$ 27 milhões** no 1T15 - **efeito não recorrente**. Após a repactuação do GSF no 4T15, a companhia passou a considerar o GSF como efeito recorrente, assim como passou a considerar os ganhos de sazonalização de 2015 como efeito não-recorrente, já que os efeitos de sazonalização ficam significativamente reduzidos após a repactuação do GSF. A despesa remanescente de GSF refere-se à parcela dos contratos do ACL que não foram repactuados;
- (ii) Necessidade de compra de energia no 1T15 para atender a média móvel das usinas de biomassa Bio Coopcana e Bio Alvorada, no valor de **R\$ 24 milhões**, que não se repetiu no 1T16;
- (iii) Ganho com estratégia de sazonalização da garantia física no 1T15, que não se repetiu no 1T16 (**R\$ 3 milhões**) – **efeito não recorrente**;
- (iv) Compra de energia para atender ao lastro de contratos de energia de PCHs fora do MRE, no valor de **R\$ 1 milhão** no 1T15 (**efeito não recorrente**), o que não ocorreu no 1T16;

Parcialmente compensado por:

- (v) Outros efeitos (**R\$ 2 milhões**).

## Custos e Despesas Operacionais

No 1T16, os **Custos e Despesas Operacionais** (considerando a participação proporcional) atingiram **R\$ 110 milhões**, representando um aumento de 10,0% (**R\$ 10 milhões**). Esse aumento foi resultado dos seguintes fatores:

- (vi) **PMSO**, que atingiu **R\$ 40 milhões**, um aumento de 21,9% (**R\$ 7 milhões**). Os resultados referem-se principalmente:
  - (i) **Material/Serviços**: Reajuste dos contratos com fornecedores de O&M dos aerogeradores de SIIF, Bons Ventos e Rosa dos Ventos, findo período de carência parcial nos primeiros anos de operação (**R\$ 4 milhões**);
  - (ii) **Pessoal**: Maiores despesas devido ao acordo coletivo e ao maior número de funcionários (**R\$ 2 milhões**);
  - (iii) **Outros**:
    - ✓ Pagamento do prêmio de risco da repactuação do GSF (**R\$ 1 milhão**);
    - ✓ Despesas Legais e outros efeitos (**R\$ 1 milhão**).
- (vii) **Depreciação e Amortização**, que atingiu **R\$ 69 milhões**, um aumento de 3,9% (**R\$ 3 milhões**), devido principalmente à entrada em operação de Morro dos Ventos II entre o 1T15 e 1T16.

## EBITDA

No 1T16, o **EBITDA** (considerando a consolidação proporcional) foi de **R\$ 87 milhões**, comparado a **R\$ 92 milhões** no 1T15, uma redução de 5,5% (**R\$ 5 milhões**).

Considerando a consolidação proporcional e expurgando os efeitos não recorrentes, o **EBITDA Gerencial** foi de **R\$ 87 milhões** no 1T16, comparado a **R\$ 113 milhões** no 1T15, uma redução

de 23,3% (R\$ 26 milhões).

Conciliação do EBITDA - IFRS x Gerencial (R\$ Milhões)			
	1T16	1T15	Var. (%)
<b>EBITDA - IFRS (A)</b>	<b>168</b>	<b>178</b>	<b>-5,5%</b>
<b>(+) Consolidação Proporcional (B)</b>	<b>(81)</b>	<b>(86)</b>	<b>-5,5%</b>
<b>EBITDA - Consolidação Proporcional (C=A+B)</b>	<b>87</b>	<b>92</b>	<b>-5,5%</b>
<b>(+) Efeitos não-recorrentes (D)</b>	<b>-</b>	<b>21</b>	<b>-</b>
GSF e Compra de Energia para PCHs	-	28	-
Ganho de sazonalização das PCHs	-	(7)	-
<b>EBITDA Gerencial (E=C-D)</b>	<b>87</b>	<b>113</b>	<b>-23,2%</b>

## Resultado Financeiro

Considerando a participação proporcional, no 1T16 o **Resultado Financeiro** líquido foi uma despesa líquida de **R\$ 69 milhões**, representando um aumento de 24,8% (**R\$ 14 milhões**) em relação ao 1T15. O principal fator que afetou o resultado financeiro foi elevação das taxas de referência dos contratos financeiros:

- ✓ CDI médio de 12,1% a.a. no 1T15 para 14,1% a.a. no 1T16 e;
- ✓ TJLP de 5,5% a.a. no 1T15 para 7,5% a.a. no 1T16;

## Lucro Líquido

No 1T16, o **Prejuízo Líquido** (considerando a consolidação proporcional) foi de **R\$ 55 milhões**, comparado a **R\$ 33 milhões** no 1T15, uma redução de 63,8% (**R\$ 22 milhões**).

Considerando a consolidação proporcional e expurgando os efeitos não recorrentes, o **Prejuízo Líquido Gerencial** foi de **R\$ 55 milhões** no 1T16, comparado a **R\$ 12 milhões** no 1T15, uma redução de **R\$ 43 milhões**.

Conciliação do Lucro Líquido - IFRS x Gerencial (R\$ Milhões)			
	1T16	1T15	Var. (%)
<b>Lucro Líquido - IFRS (A)</b>	<b>(106)</b>	<b>(65)</b>	<b>63,8%</b>
<b>(+) Consolidação Proporcional (B)</b>	<b>51</b>	<b>31</b>	<b>63,8%</b>
<b>Lucro Líquido - Consolidação Proporcional (C=A+B)</b>	<b>(55)</b>	<b>(33)</b>	<b>63,8%</b>
<b>(+) Efeitos não-recorrentes<sup>1</sup> (D)</b>	<b>-</b>	<b>21</b>	<b>-</b>
GSF e Compra de Energia para PCHs	-	28	-
Ganho de sazonalização das PCHs	-	(7)	-
<b>Lucro Líquido Gerencial (E=C-D)</b>	<b>(55)</b>	<b>(12)</b>	<b>-</b>

Nota:

(1) Como a CPFL Renováveis adota em seu planejamento tributário a metodologia de lucro presumido, os valores listados dos efeitos não-recorrentes são os mesmos utilizados no cálculo do EBITDA gerencial.

### 11.4.2) Status dos Projetos de Geração – 100%

Na data deste relatório, o portfólio de projetos da CPFL Renováveis (participação de 100%) totalizava 1.832 MW de capacidade instalada em operação e 297 MW de capacidade em construção. As usinas em operação compreendem 38 PCHs (423 MW), 34 parques eólicos (1.038 MW), 8 usinas termelétricas a biomassa (370 MW) e 1 usina solar (1 MW). Ainda estão em construção 9 parques eólicos (271 MW) e 1 PCH (27 MW).

Adicionalmente, a CPFL Renováveis possui projetos eólicos e de PCHs em desenvolvimento totalizando 2.986 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:

<b>CPFL Renováveis - Portfólio (Participação 100%)</b>					
<b>Em MW</b>	<b>PCH</b>	<b>Eólica</b>	<b>Biomassa</b>	<b>Solar</b>	<b>Total</b>
Em operação	423	1.038	370	1	<b>1.832</b>
Em construção	27	271	-	-	<b>297</b>
Em desenvolvimento	216	2.226	-	544	<b>2.986</b>
<b>Total</b>	<b>666</b>	<b>3.535</b>	<b>370</b>	<b>545</b>	<b>5.115</b>

### **PCH Mata Velha – Em operação**

A ANEEL autorizou a entrada em operação comercial, em 09 de maio de 2016, da PCH Mata Velha, cuja entrada em operação estava inicialmente prevista para o 1S17. A potência instalada é de 24,0 MW e a garantia física é de 13,1 MW médios. A energia foi vendida por meio do 16º Leilão de Energia Nova (leilão A-5), realizado em agosto de 2013 (preço: R\$ 143,30/MWh – março de 2016). Com a antecipação da obra, a energia gerada por este parque será vendida no mercado de curto prazo até o início do contrato de venda de energia do leilão A-5 de 2013, que passa a vigorar a partir de janeiro de 2018.

### **Parques Eólicos Complexo Campo dos Ventos e Complexo São Benedito**

Os Parques Eólicos Complexo Campo dos Ventos (São Domingos, Ventos de São Martinho e Campo dos Ventos I, III e V) e Complexo São Benedito (Ventos de São Benedito, Ventos de Santo Dimas, Santa Mônica e Santa Úrsula), localizados no estado do Rio Grande do Norte, encontram-se em fase de construção, sendo que entrarão em operação, conforme previsto, a partir do 2T16. A potência instalada é de 231,0 MW e a garantia física é de 129,2 MW médios. A energia foi vendida por meio de contrato de longo prazo no mercado livre.

Em maio/16, quatro aerogeradores entraram em operação. A entrada dos demais será gradual sendo que, as obras de finalização desses projetos estão previstas para o mês de dezembro de 2016.

### **Parques Eólicos Complexo Pedra Cheirosa**

Os Parques Eólicos 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 potência instalada é de 51,3 MW e a garantia física é de 26,1 MW médios. A energia foi vendida por meio do 18º Leilão de Energia Nova, realizado em 2014 (preço: R\$ 133,00/MWh – março de 2016).

### **PCH Boa Vista II**

A PCH Boa Vista II, projeto localizado no estado de Minas Gerais, tem previsão de entrada em operação a partir do 1T20. A potência instalada será de 26,5 MW e a garantia física de 14,8 MW médios. A energia foi vendida por meio de contrato de longo prazo no mercado livre (preço: R\$ 207,64/MWh – março de 2016).

## 12) ANEXOS

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

(em milhares de reais)



	Consolidado		
ATIVO	31/03/2016	31/12/2015	31/03/2015
<b>CIRCULANTE</b>			
Caixa e Equivalentes de Caixa	4.405.794	5.682.802	4.027.798
Consumidores, Concessionárias e Permissionárias	3.726.057	3.174.918	3.033.719
Dividendo e Juros sobre Capital Próprio	86.901	91.392	54.483
Títulos e Valores Mobiliários	12.664	23.633	12.527
Tributos a Compensar	479.172	475.211	333.921
Derivativos	604.591	627.493	89.842
Ativo Financeiro Setorial	903.262	1.464.019	884.576
Ativo Financeiro da Concessão	9.861	9.630	559.942
Outros Créditos	1.085.302	959.553	1.035.774
<b>TOTAL DO CIRCULANTE</b>	<b>11.313.605</b>	<b>12.508.652</b>	<b>10.032.581</b>
<b>NÃO CIRCULANTE</b>			
Consumidores, Concessionárias e Permissionárias	136.400	128.946	117.184
Coligadas, Controladas e Controladora	87.077	84.265	103.396
Depósitos Judiciais	489.460	1.227.527	1.171.261
Tributos a Compensar	168.455	167.159	140.539
Ativo Financeiro Setorial	-	489.945	292.721
Derivativos	1.240.428	1.651.260	1.251.437
Créditos Fiscais Diferidos	413.858	334.886	894.270
Ativo Financeiro da Concessão	3.834.678	3.597.474	2.998.843
Investimentos ao Custo	116.654	116.654	116.654
Outros Créditos	618.997	594.519	457.257
Investimentos	1.315.601	1.247.631	1.108.829
Imobilizado	9.284.969	9.173.217	8.921.549
Intangível	9.085.331	9.210.338	9.014.873
<b>TOTAL DO NÃO CIRCULANTE</b>	<b>26.791.909</b>	<b>28.023.819</b>	<b>26.588.813</b>
<b>TOTAL DO ATIVO</b>	<b>38.105.514</b>	<b>40.532.471</b>	<b>36.621.394</b>

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

(em milhares de reais)



	Consolidado		
PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO	31/03/2016	31/12/2015	31/03/2015
<b>CIRCULANTE</b>			
Fornecedores	1.873.994	3.161.210	2.147.001
Encargos de Dívidas	62.658	118.267	100.918
Encargos de Debêntures	216.035	232.227	299.056
Empréstimos e Financiamentos	2.303.027	2.831.654	1.725.381
Debêntures	220.576	458.165	723.313
Entidade de Previdência Privada	200	802	87.444
Taxas Regulamentares	733.451	852.017	376.650
Impostos, Taxas e Contribuições	709.205	653.342	541.705
Dividendo e Juros sobre Capital Próprio	220.534	221.855	19.031
Obrigações Estimadas com Pessoal	90.917	79.924	80.774
Derivativos	35.125	981	-
Passivo Financeiro Setorial	-	-	6.438
Uso do Bem Público	9.921	9.457	4.099
Outras Contas a Pagar	878.932	904.971	897.098
<b>TOTAL DO CIRCULANTE</b>	<b>7.354.576</b>	<b>9.524.873</b>	<b>7.008.908</b>
<b>NÃO CIRCULANTE</b>			
Fornecedores	633	633	633
Encargos de Dívidas	137.405	120.659	73.400
Encargos de Debêntures	19.408	16.487	-
Empréstimos e Financiamentos	11.006.688	11.592.206	11.220.501
Debêntures	6.271.237	6.363.552	6.146.535
Entidade de Previdência Privada	469.064	474.318	494.235
Débitos Fiscais Diferidos	1.415.799	1.432.594	1.378.227
Provisão para Riscos Fiscais, Cíveis e Trabalhistas	598.349	569.534	483.545
Derivativos	14.534	33.205	13.141
Passivo Financeiro Setorial	196.536	-	24.290
Uso do Bem Público	84.226	83.124	81.977
Outras Contas a Pagar	179.179	191.148	169.479
<b>TOTAL DO NÃO CIRCULANTE</b>	<b>20.393.058</b>	<b>20.877.460</b>	<b>20.085.962</b>
<b>PATRIMÔNIO LÍQUIDO</b>			
Capital Social	5.348.312	5.348.312	4.793.424
Reservas de Capital	468.082	468.082	468.082
Reserva Legal	694.058	694.058	650.811
Reserva Estatutária - Ativo Financeiro da Concessão	640.545	585.451	368.935
Reserva Estatutária - Reforço de Capital de Giro	392.972	392.972	554.888
Resultado Abrangente Acumulado	177.537	185.321	139.394
Lucros Acumulados	222.712	-	136.970
	7.944.217	7.674.196	7.112.504
Patrimônio líquido atribuído aos acionistas não controladores	2.413.663	2.455.942	2.414.019
<b>TOTAL DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO</b>	<b>10.357.881</b>	<b>10.130.138</b>	<b>9.526.523</b>
<b>TOTAL DO PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO</b>	<b>38.105.514</b>	<b>40.532.471</b>	<b>36.621.394</b>

## 12.3 Demonstração de Resultados – CPFL Energia (IFRS)

(em milhares de reais)



Consolidado - IFRS			
	1T16	1T15	Variação
<b>RECEITA OPERACIONAL</b>			
Fornecimento de Energia Elétrica	6.463.078	5.266.724	22,7%
Suprimento de Energia Elétrica	748.256	856.462	-12,6%
Receita com construção de infraestrutura	217.134	230.808	-5,9%
Ativo e passivo financeiro setorial	(732.253)	688.584	-206,3%
Outras Receitas Operacionais	802.052	593.300	35,2%
	<b>7.498.267</b>	<b>7.635.877</b>	<b>-1,8%</b>
<b>DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL</b>	<b>(3.248.878)</b>	<b>(2.345.809)</b>	<b>38,5%</b>
<b>RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA</b>	<b>4.249.389</b>	<b>5.290.068</b>	<b>-19,7%</b>
<b>CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA</b>			
Energia Elétrica Comprada Para Revenda	(2.165.933)	(3.203.931)	-32,4%
Encargo de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição	(362.089)	(393.920)	-8,1%
	<b>(2.528.021)</b>	<b>(3.597.851)</b>	<b>-29,7%</b>
<b>CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS</b>			
Pessoal	(244.967)	(225.033)	8,9%
Material	(39.785)	(32.180)	23,6%
Serviços de Terceiros	(149.220)	(135.865)	9,8%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(172.685)	(97.828)	76,5%
<i>PDD</i>	<i>(46.051)</i>	<i>(21.278)</i>	<i>116,4%</i>
<i>Despesas legais e judiciais</i>	<i>(59.384)</i>	<i>(29.610)</i>	<i>100,6%</i>
<i>Outros</i>	<i>(67.249)</i>	<i>(46.941)</i>	<i>43,3%</i>
Custos com construção de infraestrutura	(217.035)	(230.178)	-5,7%
Entidade de Previdência Privada	(13.913)	(16.344)	-14,9%
Depreciação e Amortização	(246.081)	(229.232)	7,4%
Amortização do Intangível da Concessão	(61.887)	(84.701)	-26,9%
	<b>(1.145.572)</b>	<b>(1.051.362)</b>	<b>9,0%</b>
<b>EBITDA<sup>1</sup></b>	<b>947.389</b>	<b>972.196</b>	<b>-2,6%</b>
<b>RESULTADO DO SERVIÇO</b>	<b>575.796</b>	<b>640.855</b>	<b>-10,2%</b>
<b>RESULTADO FINANCEIRO</b>			
Receitas	404.849	287.073	41,0%
Despesas	(636.496)	(653.802)	-2,6%
	<b>(231.647)</b>	<b>(366.729)</b>	<b>-36,8%</b>
<b>EQUIVALÊNCIA PATRIMONIAL</b>			
Equivalência Patrimonial	63.625	17.408	265,5%
Amortização Mais Valia de Ativos	(145)	(284)	-49,0%
	<b>63.480</b>	<b>17.124</b>	<b>270,7%</b>
<b>LUCRO ANTES DA TRIBUTAÇÃO</b>	<b>407.629</b>	<b>291.250</b>	<b>40,0%</b>
Contribuição Social	(47.166)	(41.463)	13,8%
Imposto de Renda	(128.016)	(107.477)	19,1%
<b>LUCRO LÍQUIDO</b>	<b>232.446</b>	<b>142.310</b>	<b>63,3%</b>
<i>Lucro líquido atribuído aos acionistas controladores</i>	<i>271.349</i>	<i>168.970</i>	<i>60,6%</i>
<i>Lucro líquido atribuído aos acionistas não controladores</i>	<i>(38.902)</i>	<i>(26.660)</i>	<i>45,9%</i>

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



## 12.4) Demonstração de Resultados – CPFL Energia (Gerencial)

(em milhares de reais)



Consolidado - Gerencial <sup>1</sup>			
	1T16	1T15	Var.
<b>RECEITA OPERACIONAL</b>			
Fornecimento de Energia Elétrica	6.451.852	5.266.724	22,5%
Suprimento de Energia Elétrica	707.632	794.535	-10,9%
Receita com construção de infraestrutura	217.134	230.808	-5,9%
Ativo e passivo financeiro setorial	(729.513)	609.995	-219,6%
Outras Receitas Operacionais	803.429	591.547	35,8%
	<b>7.450.535</b>	<b>7.493.608</b>	<b>-0,6%</b>
<b>DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL</b>	<b>(3.247.971)</b>	<b>(2.308.464)</b>	<b>40,7%</b>
<b>RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA</b>	<b>4.202.564</b>	<b>5.185.144</b>	<b>-18,9%</b>
<b>CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA</b>			
Energia Elétrica Comprada Para Revenda	(2.031.133)	(2.956.606)	-31,3%
Encargo de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição	(369.219)	(399.815)	-7,7%
	<b>(2.400.352)</b>	<b>(3.356.420)</b>	<b>-28,5%</b>
<b>CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS</b>			
Pessoal	(238.375)	(219.694)	8,5%
Material	(70.083)	(132.057)	-46,9%
Serviços de Terceiros	(136.397)	(127.342)	7,1%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(177.328)	(100.576)	76,3%
<i>PDD</i>	<i>(45.975)</i>	<i>(21.294)</i>	<i>115,9%</i>
<i>Despesas legais e judiciais</i>	<i>(55.962)</i>	<i>(26.745)</i>	<i>109,2%</i>
<i>Outros</i>	<i>(75.391)</i>	<i>(52.537)</i>	<i>43,5%</i>
Custos com construção de infraestrutura	(217.035)	(230.178)	-5,7%
Entidade de Previdência Privada	(13.913)	(16.344)	-14,9%
Depreciação e Amortização	(226.509)	(215.560)	5,1%
Amortização do Intangível da Concessão	(43.741)	(63.994)	-31,6%
	<b>(1.123.381)</b>	<b>(1.105.745)</b>	<b>1,6%</b>
<b>EBITDA GERENCIAL<sup>2</sup></b>	<b>949.082</b>	<b>1.002.533</b>	<b>-5,3%</b>
<b>RESULTADO DO SERVIÇO</b>	<b>678.831</b>	<b>722.978</b>	<b>-6,1%</b>
<b>RESULTADO FINANCEIRO</b>			
Receitas	398.166	274.187	45,2%
Despesas	(615.041)	(558.476)	10,1%
	<b>(216.875)</b>	<b>(284.290)</b>	<b>-23,7%</b>
<b>LUCRO ANTES DA TRIBUTAÇÃO</b>	<b>461.956</b>	<b>438.689</b>	<b>5,3%</b>
Contribuição Social	(52.103)	(50.985)	2,2%
Imposto de Renda	(142.573)	(137.175)	3,9%
<b>LUCRO LÍQUIDO GERENCIAL</b>	<b>267.281</b>	<b>250.529</b>	<b>6,7%</b>

Notas:

(1) Os dados gerenciais consideram as participações equivalentes em cada um dos ativos nos quais a CPFL Energia possui participação e excluem os efeitos não recorrentes;

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

## 12.5) Fluxo de Caixa – CPFL Energia

(em milhares de reais)



Consolidado		
	1T16	Últ. 12M
<b>Saldo Inicial do Caixa</b>	<b>5.682.802</b>	<b>4.027.798</b>
Lucro Líquido Antes dos Tributos	407.629	1.570.833
Depreciação e Amortização	307.968	1.273.937
Encargos de Dívida e Atualizações Monetárias e Cambiais	387.301	1.322.777
Consumidores, Concessionárias e Permissionárias	(603.890)	(859.922)
Ativo Financeiro Setorial	1.173.238	538.539
Contas a Receber - Aporte CDE/CCEE	(183.776)	(4.003)
Fornecedores	(1.287.216)	(273.007)
Passivo Financeiro Setorial	121.352	103.775
Contas a Pagar - Aporte CDE	(25.164)	(28.318)
Encargos de Dívidas e Debêntures Pagos	(446.517)	(1.679.408)
Imposto de Renda e Contribuição Social Pagos	(92.674)	(245.776)
Outros	590.051	1.269.118
	(59.327)	1.417.712
<b>Total de Atividades Operacionais</b>	<b>348.302</b>	<b>2.988.545</b>
<b>Atividades de Investimentos</b>		
Aquisições de Imobilizado e Adições de Intangível	(445.887)	(1.542.898)
Outros	(22.708)	(100.825)
<b>Total de Atividades de Investimentos</b>	<b>(468.595)</b>	<b>(1.643.723)</b>
<b>Atividades de Financiamento</b>		
Aumento de Capital por Acionistas Não Controladores	-	7
Captação de Empréstimos e Debêntures	417.188	2.301.671
Amortização de Principal de Empréstimos e Debêntures, Líquida de Derivativos	(1.553.014)	(3.195.110)
Dividendo e Juros sobre o Capital Próprio Pagos	(4.698)	(9.848)
Outros	(16.191)	(63.546)
<b>Total de Atividades de Financiamento</b>	<b>(1.156.715)</b>	<b>(966.826)</b>
<b>Geração de Caixa</b>	<b>(1.277.008)</b>	<b>377.996</b>
<b>Saldo Final do Caixa - 31/03/2016</b>	<b>4.405.794</b>	<b>4.405.794</b>

## 12.6) Demonstração de Resultados – Segmento de Geração Convencional (IFRS)

(Pro-forma, em milhares de reais)



Geração Convencional (IFRS)			
	1T16	1T15	Var.
<b>RECEITA OPERACIONAL</b>			
Fornecimento de Energia Elétrica	-	-	-
Suprimento de Energia Elétrica	259.272	252.813	2,6%
Outras Receitas Operacionais	1.296	1.390	-6,7%
	<b>260.568</b>	<b>254.202</b>	<b>2,5%</b>
<b>DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL</b>	(24.157)	(22.064)	9,5%
<b>RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA</b>	<b>236.411</b>	<b>232.139</b>	<b>1,8%</b>
<b>CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA</b>			
Energia Elétrica Comprada Para Revenda	(19.814)	(43.285)	-54,2%
Encargo de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição	(5.852)	(5.207)	12,4%
	<b>(25.666)</b>	<b>(48.492)</b>	<b>-47,1%</b>
<b>CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS</b>			
Pessoal	(9.022)	(7.939)	13,6%
Material	(847)	(317)	167,3%
Serviços de Terceiros	(4.250)	(5.395)	-21,2%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(10.915)	(3.852)	183,4%
Entidade de Previdência Privada	(322)	(113)	183,9%
Depreciação e Amortização	(27.661)	(27.984)	-1,2%
Amortização do Intangível da Concessão	(2.492)	(4.046)	-38,4%
	<b>(55.509)</b>	<b>(49.646)</b>	<b>11,8%</b>
<b>EBITDA</b>	<b>249.014</b>	<b>183.439</b>	<b>35,7%</b>
<b>RESULTADO DO SERVIÇO</b>	<b>155.236</b>	<b>134.000</b>	<b>15,8%</b>
<b>RESULTADO FINANCEIRO</b>			
Receitas	45.589	31.133	46,4%
Despesas	(129.584)	(133.412)	-2,9%
Juros Sobre o Capital Próprio	-	-	-
	<b>(83.995)</b>	<b>(102.280)</b>	<b>-17,9%</b>
<b>EQUIVALÊNCIA PATRIMONIAL</b>			
Equivalência Patrimonial	63.625	17.408	265,5%
(-)Amortização Mais Valia de Ativos	(145)	(284)	-49,0%
	<b>63.480</b>	<b>17.124</b>	<b>270,7%</b>
<b>LUCRO ANTES DA TRIBUTAÇÃO</b>	<b>134.721</b>	<b>48.845</b>	<b>175,8%</b>
Contribuição Social	(6.605)	(2.895)	128,1%
Imposto de Renda	(18.135)	(7.514)	141,4%
<b>LUCRO LÍQUIDO</b>	<b>109.980</b>	<b>38.436</b>	<b>186%</b>
<i>Lucro líquido atribuído aos acionistas controladores</i>	<b>98.620</b>	<b>33.709</b>	<b>193%</b>
<i>Lucro líquido atribuído aos acionistas não controladores</i>	<b>11.360</b>	<b>4.727</b>	<b>140%</b>

## 12.7) Demonstração de Resultados – Segmento de Geração Convencional (Gerencial) (Pro-forma, em milhares de reais)



Geração Convencional (Gerencial)			
	1T16	1T15	Var.
<b>RECEITA OPERACIONAL</b>			
Fornecimento de Energia Elétrica	-	-	-
Suprimento de Energia Elétrica	491.539	537.451	-8,5%
Outras Receitas Operacionais	903	1.002	-9,9%
	<b>492.442</b>	<b>538.454</b>	<b>-8,5%</b>
<b>DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL</b>	(44.332)	(48.662)	-8,9%
<b>RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA</b>	<b>448.110</b>	<b>489.792</b>	<b>-8,5%</b>
<b>CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA</b>			
Energia Elétrica Comprada Para Venda	(20.522)	(11.654)	-
Encargo de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição	(21.806)	(20.130)	8,3%
	<b>(42.328)</b>	<b>(31.785)</b>	-
<b>CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS</b>			
Pessoal	(12.270)	(10.917)	12,4%
Material	(32.722)	(102.190)	-68,0%
Serviços de Terceiros	(7.308)	(10.383)	-29,6%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(24.037)	(14.620)	64,4%
Entidade de Previdência Privada	(322)	(113)	183,9%
Depreciação e Amortização	(54.300)	(55.394)	-2,0%
Amortização do Intangível da Concessão	(2.636)	(4.330)	-39,1%
	<b>(133.595)</b>	<b>(197.947)</b>	<b>-32,5%</b>
<b>EBITDA</b>	<b>329.123</b>	<b>319.784</b>	<b>2,9%</b>
<b>RESULTADO DO SERVIÇO</b>	<b>272.186</b>	<b>260.060</b>	<b>4,7%</b>
<b>RESULTADO FINANCEIRO</b>			
Receitas	55.232	34.167	61,6%
Despesas	(186.118)	(176.949)	5,2%
Juros Sobre o Capital Próprio	-	-	-
	<b>(130.886)</b>	<b>(142.782)</b>	<b>-8,3%</b>
<b>EQUIVALÊNCIA PATRIMONIAL</b>			
Equivalência Patrimonial	(0)	(0)	-
(-) Amortização Mais Valia de Ativos	-	-	-
	<b>(0)</b>	<b>(0)</b>	-
<b>LUCRO ANTES DA TRIBUTAÇÃO</b>	<b>141.300</b>	<b>117.279</b>	<b>20,5%</b>
Contribuição Social	(12.957)	(11.498)	12,7%
Imposto de Renda	(34.771)	(31.440)	10,6%
<b>LUCRO LÍQUIDO</b>	<b>93.572</b>	<b>74.341</b>	<b>25,9%</b>

Nota: Consolidação Proporcional de Geração Convencional (Ceran, Baesa, Enercan, Foz Chapecó, Epasa e Jaguari Geração) e exclui os efeitos não-recorrentes.

## 12.8) Demonstração de Resultados – CPFL Renováveis (IFRS)

(em milhares de reais)



Consolidado - IFRS - Participação 100%			
	1T16	1T15	Var.
<b>RECEITA OPERACIONAL</b>			
Fornecimento de Energia Elétrica	23.200	-	0,0%
Suprimento de Energia Elétrica	271.914	385.322	-29,4%
Outras Receitas Operacionais	309	4.670	-93,4%
	<b>295.423</b>	<b>389.992</b>	<b>-24,2%</b>
<b>DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL</b>	(16.677)	(25.577)	-34,8%
<b>RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA</b>	<b>278.746</b>	<b>364.415</b>	<b>-23,5%</b>
<b>CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA</b>			
Energia Elétrica Comprada Para Revenda	(13.837)	(102.010)	-86,4%
Encargo de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição	(19.363)	(19.803)	-2,2%
	<b>(33.200)</b>	<b>(121.812)</b>	<b>-72,7%</b>
<b>CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS</b>			
Pessoal	(20.335)	(17.187)	18,3%
Material	(3.511)	(4.125)	-14,9%
Serviços de Terceiros	(36.657)	(29.072)	26,1%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(17.327)	(14.653)	18,2%
Depreciação e Amortização	(95.497)	(84.898)	12,5%
Amortização do Intangível da Concessão	(37.800)	(43.379)	-12,9%
	<b>(211.127)</b>	<b>(193.315)</b>	<b>9,2%</b>
<b>EBITDA (IFRS)<sup>(1)</sup></b>	<b>167.717</b>	<b>177.565</b>	<b>-5,5%</b>
<b>RESULTADO DO SERVIÇO</b>	<b>34.419</b>	<b>49.288</b>	<b>-30,2%</b>
<b>RESULTADO FINANCEIRO</b>			
Receitas	30.876	29.609	4,3%
Despesas	(163.972)	(136.290)	20,3%
	<b>(133.096)</b>	<b>(106.682)</b>	<b>24,8%</b>
<b>LUCRO ANTES DA TRIBUTAÇÃO</b>	<b>(98.676)</b>	<b>(57.394)</b>	<b>71,9%</b>
Contribuição Social	(2.925)	(3.679)	-20,5%
Imposto de Renda	(4.296)	(3.572)	20,3%
<b>LUCRO LÍQUIDO (IFRS)</b>	<b>(105.897)</b>	<b>(64.645)</b>	<b>63,8%</b>
<b>Lucro líquido atribuído aos acionistas controladores</b>	<b>(107.796)</b>	<b>(64.430)</b>	<b>67,3%</b>
<b>Lucro líquido atribuído aos acionistas não controladores</b>	<b>(1.899)</b>	<b>215</b>	<b>-983,5%</b>

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

## 12.9) Demonstração de Resultados – CPFL Renováveis (Gerencial)

(Pro-forma, em milhares de reais)



Consolidado - Gerencial <sup>1</sup> (Participação Proporcional)				
	1T16	1T15	Var.	Var. %
<b>RECEITA OPERACIONAL</b>				
Fornecimento de Energia Elétrica	11.974	-	11.974	0,0%
Suprimento de Energia Elétrica	141.131	200.807	(59.675)	-29,7%
Outras Receitas Operacionais	160	2.410	(2.250)	-93,4%
	<b>153.265</b>	<b>203.217</b>	<b>(49.952)</b>	<b>-24,6%</b>
DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL	(8.644)	(13.291)	4.647	-35,0%
<b>RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA</b>	<b>144.621</b>	<b>189.926</b>	<b>(45.305)</b>	<b>-23,9%</b>
<b>CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA</b>				
Energia Elétrica Comprada Para Revenda	(7.157)	(33.258)	26.101	-78,5%
Encargo de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição	(9.993)	(10.220)	227	-2,2%
	(17.151)	(43.478)	26.328	-60,6%
<b>CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS</b>				
Pessoal	(10.495)	(8.870)	(1.625)	18,3%
Material	(1.812)	(2.129)	317	-14,9%
Serviços de Terceiros	(18.919)	(15.005)	(3.914)	26,1%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(9.684)	(7.563)	(2.121)	28,0%
Depreciação e Amortização	(49.287)	(43.817)	(5.471)	12,5%
Amortização do Intangível da Concessão	(19.509)	(22.388)	2.880	-12,9%
	(109.706)	(99.772)	(9.934)	10,0%
<b>EBITDA Gerencial</b>	<b>86.560</b>	<b>112.882</b>	<b>(26.321)</b>	<b>-23,3%</b>
<b>RESULTADO DO SERVIÇO</b>	<b>17.764</b>	<b>46.677</b>	<b>(28.912)</b>	<b>-61,9%</b>
<b>RESULTADO FINANCEIRO</b>				
Receitas	15.936	15.281	654	4,3%
Despesas	(84.627)	(70.341)	(14.287)	20,3%
	(68.692)	(55.059)	(13.633)	24,8%
<b>LUCRO ANTES DA TRIBUTAÇÃO</b>	<b>(50.928)</b>	<b>(8.383)</b>	<b>(42.545)</b>	<b>507,5%</b>
Contribuição Social	(1.510)	(1.899)	389	-20,5%
Imposto de Renda	(2.217)	(1.844)	(374)	20,3%
<b>LUCRO LÍQUIDO Gerencial</b>	<b>(54.655)</b>	<b>(12.125)</b>	<b>(42.529)</b>	<b>350,7%</b>

1) Considera:

- (i) Participação proporcional da CPFL Energia na CPFL Renováveis (51,61%);
- (ii) Exclusão dos efeitos não-recorrentes (R\$ 21 milhões – 1T15);
- (iii) Parte dos efeitos do GSF (R\$ 0,3 milhão em 1T16 e R\$ 6,0 milhões em 1T15) que são lançados contabilmente como receita pela CPFL Renováveis, são reclassificados como custos;
- (iv) O seguro do GSF que é lançado tanto como redutor de receita operacional bruta (R\$ 0,5 milhão), como redutor de custos com energia elétrica (R\$ 0,3 milhão,) é reclassificado como “Outros Custos/Despesas Operacionais”.

## 12.10) Demonstração de Resultados – Segmento de Distribuição (IFRS)

(Pro-forma, em milhares de reais)



Consolidado			
	1T16	1T15	Variação
<b>RECEITA OPERACIONAL</b>			
Fornecimento de Energia Elétrica	6.124.109	4.990.469	22,7%
Suprimento de Energia Elétrica	215.538	185.807	16,0%
Receita com construção de infraestrutura	214.423	213.555	0,4%
Ativo e passivo financeiro setorial	(732.253)	688.584	-
Outras Receitas Operacionais	772.540	561.617	37,6%
	<b>6.594.356</b>	<b>6.640.031</b>	<b>-0,7%</b>
<b>DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL</b>	<b>(3.158.375)</b>	<b>(2.244.669)</b>	<b>40,7%</b>
<b>RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA</b>	<b>3.435.981</b>	<b>4.395.362</b>	<b>-21,8%</b>
<b>CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA</b>			
Energia Elétrica Comprada Para Revenda	(1.882.032)	(2.824.468)	-33,4%
Encargo de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição	(340.176)	(370.268)	-8,1%
	<b>(2.222.207)</b>	<b>(3.194.735)</b>	<b>-30,4%</b>
<b>CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS</b>			
Pessoal	(165.736)	(157.821)	5,0%
Material	(28.315)	(21.361)	32,6%
Serviços de Terceiros	(144.128)	(125.184)	15,1%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(144.095)	(81.549)	76,7%
<i>PDD</i>	<i>(45.374)</i>	<i>(19.059)</i>	<i>138,1%</i>
<i>Despesas Legais e Judiciais</i>	<i>(51.097)</i>	<i>(22.984)</i>	<i>122,3%</i>
<i>Outros</i>	<i>(47.624)</i>	<i>(39.506)</i>	<i>20,5%</i>
Custos com construção de infraestrutura	(214.423)	(213.555)	0,4%
Entidade de Previdência Privada	(13.591)	(16.231)	-16,3%
Depreciação e Amortização	(118.085)	(112.296)	5,2%
Amortização do Intangível da Concessão	(5.918)	(5.129)	15,4%
	<b>(834.290)</b>	<b>(733.127)</b>	<b>13,8%</b>
<b>EBITDA (IFRS)<sup>(1)</sup></b>	<b>503.486</b>	<b>584.926</b>	<b>-13,9%</b>
<b>RESULTADO DO SERVIÇO</b>	<b>379.484</b>	<b>467.501</b>	<b>-18,8%</b>
<b>RESULTADO FINANCEIRO</b>			
Receitas	311.063	193.336	60,9%
Despesas	(315.437)	(350.838)	-10,1%
Juros Sobre o Capital Próprio	-	-	-
	<b>(4.374)</b>	<b>(157.502)</b>	<b>-</b>
<b>LUCRO ANTES DA TRIBUTAÇÃO</b>	<b>375.110</b>	<b>309.998</b>	<b>21,0%</b>
Contribuição Social	(36.746)	(30.815)	19,2%
Imposto de Renda	(102.051)	(84.901)	20,2%
<b>Lucro Líquido (IFRS)</b>	<b>236.312</b>	<b>194.282</b>	<b>21,6%</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.

## 12.11) Demonstração de Resultados – Segmento de Distribuição (Gerencial)

(Pro-forma, em milhares de reais)



Consolidado			
	1T16	1T15	Variação
<b>RECEITA OPERACIONAL</b>			
Fornecimento de Energia Elétrica	6.124.109	4.990.469	22,7%
Suprimento de Energia Elétrica	215.538	185.807	16,0%
Receita com construção de infraestrutura	214.423	213.555	0,4%
Ativo e passivo financeiro setorial	(729.513)	609.995	-
Outras Receitas Operacionais	772.540	561.617	37,6%
	<b>6.597.097</b>	<b>6.561.442</b>	<b>0,5%</b>
<b>DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL</b>	<b>(3.158.375)</b>	<b>(2.207.399)</b>	<b>43,1%</b>
<b>RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA</b>	<b>3.438.722</b>	<b>4.354.043</b>	<b>-21,0%</b>
<b>CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA</b>			
Energia Elétrica Comprada Para Revenda	(1.882.032)	(2.824.468)	-33,4%
Encargo de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição	(340.176)	(370.268)	-8,1%
	<b>(2.222.207)</b>	<b>(3.194.735)</b>	<b>-30,4%</b>
<b>CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS</b>			
Pessoal	(165.736)	(157.821)	5,0%
Material	(28.315)	(21.361)	32,6%
Serviços de Terceiros	(144.128)	(125.184)	15,1%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(144.095)	(81.549)	76,7%
<i>PDD</i>	(45.374)	(19.059)	138,1%
<i>Despesas Legais e Judiciais</i>	(51.097)	(22.984)	122,3%
<i>Outros</i>	(47.624)	(39.506)	20,5%
Custos com construção de infraestrutura	(214.423)	(213.555)	0,4%
Entidade de Previdência Privada	(13.591)	(16.231)	-16,3%
Depreciação e Amortização	(118.085)	(112.296)	5,2%
Amortização do Intangível da Concessão	(5.918)	(5.129)	15,4%
	<b>(834.290)</b>	<b>(733.127)</b>	<b>13,8%</b>
<b>EBITDA Gerencial<sup>(1)</sup></b>	<b>506.227</b>	<b>543.607</b>	<b>-6,9%</b>
<b>RESULTADO DO SERVIÇO</b>	<b>382.224</b>	<b>426.181</b>	<b>-10,3%</b>
<b>RESULTADO FINANCEIRO</b>			
Receitas	311.063	193.336	60,9%
Despesas	(318.178)	(279.519)	13,8%
Juros Sobre o Capital Próprio	-	-	-
	<b>(7.115)</b>	<b>(86.183)</b>	<b>-</b>
<b>LUCRO ANTES DA TRIBUTAÇÃO</b>	<b>375.110</b>	<b>339.998</b>	<b>10,3%</b>
Contribuição Social	(36.746)	(33.515)	9,6%
Imposto de Renda	(102.051)	(92.401)	10,4%
<b>Lucro Líquido Gerencial<sup>(2)</sup></b>	<b>236.312</b>	<b>214.082</b>	<b>10,4%</b>

Notas:

(1) O EBITDA Gerencial exclui os efeitos não recorrentes e a variação cambial de Itaipu (efeito negativo em R\$ 3 milhões no 1T16 e positivo em R\$ 71 milhões no 1T15);

(2) O Lucro Líquido Gerencial exclui os efeitos não recorrentes.



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

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

CPFL PAULISTA			
	1T16	1T15	Var.
<b>Receita Operacional Bruta</b>	<b>3.384.435</b>	<b>3.380.150</b>	<b>0,1%</b>
Receita Operacional Líquida	1.765.930	2.219.202	-20,4%
Custo com Energia Elétrica	(1.177.354)	(1.623.956)	-27,5%
Custos e Despesas Operacionais	(423.936)	(363.752)	16,5%
Resultado do Serviço	164.640	231.494	-28,9%
<b>EBITDA (IFRS)<sup>(1)</sup></b>	<b>217.011</b>	<b>285.009</b>	<b>-23,9%</b>
Resultado Financeiro	1.363	(75.042)	-101,8%
Lucro antes da Tributação	166.003	156.452	6,1%
<b>Lucro Líquido (IFRS)</b>	<b>104.295</b>	<b>98.049</b>	<b>6,4%</b>

CPFL PIRATININGA			
	1T16	1T15	Var.
<b>Receita Operacional Bruta</b>	<b>1.567.486</b>	<b>1.548.582</b>	<b>1,2%</b>
Receita Operacional Líquida	783.226	997.858	-21,5%
Custo com Energia Elétrica	(521.982)	(734.310)	-28,9%
Custos e Despesas Operacionais	(150.960)	(146.417)	3,1%
Resultado do Serviço	110.284	117.132	-5,8%
<b>EBITDA (IFRS)<sup>(1)</sup></b>	<b>133.156</b>	<b>140.087</b>	<b>-4,9%</b>
Resultado Financeiro	(110)	(39.305)	-99,7%
Lucro antes da Tributação	110.175	77.827	41,6%
<b>Lucro Líquido (IFRS)</b>	<b>68.383</b>	<b>48.545</b>	<b>40,9%</b>

RGE			
	1T16	1T15	Var.
<b>Receita Operacional Bruta</b>	<b>1.284.037</b>	<b>1.360.784</b>	<b>-5,6%</b>
Receita Operacional Líquida	683.737	948.469	-27,9%
Custo com Energia Elétrica	(413.326)	(691.456)	-40,2%
Custos e Despesas Operacionais	(200.073)	(174.739)	14,5%
Resultado do Serviço	70.338	82.273	-14,5%
<b>EBITDA (IFRS)<sup>(1)</sup></b>	<b>108.100</b>	<b>115.197</b>	<b>-6,2%</b>
Resultado Financeiro	5.725	(35.649)	-
Lucro antes da Tributação	76.063	46.624	63,1%
<b>Lucro Líquido (IFRS)</b>	<b>49.149</b>	<b>29.347</b>	<b>67,5%</b>

CPFL SANTA CRUZ			
	1T16	1T15	Var.
<b>Receita Operacional Bruta</b>	<b>155.251</b>	<b>161.730</b>	<b>-4,0%</b>
Receita Operacional Líquida	88.093	107.370	-18,0%
Custo com Energia Elétrica	(47.580)	(70.128)	-32,2%
Custos e Despesas Operacionais	(25.941)	(20.208)	28,4%
Resultado do Serviço	14.573	17.035	-14,5%
<b>EBITDA (IFRS)<sup>(1)</sup></b>	<b>19.147</b>	<b>20.565</b>	<b>-6,9%</b>
Resultado Financeiro	(4.297)	(767)	460,4%
Lucro antes da Tributação	10.276	16.268	-36,8%
<b>Lucro Líquido (IFRS)</b>	<b>6.514</b>	<b>10.349</b>	<b>-37,1%</b>

Notas:

(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			
	1T16	1T15	Var.
<b>Receita Operacional Bruta</b>	<b>43.664</b>	<b>42.216</b>	<b>3,4%</b>
Receita Operacional Líquida	25.698	28.706	-10,5%
Custo com Energia Elétrica	(13.584)	(17.065)	-20,4%
Custos e Despesas Operacionais	(8.848)	(6.064)	45,9%
Resultado do Serviço	3.266	5.576	-41,4%
<b>EBITDA (IFRS)<sup>(1)</sup></b>	<b>4.976</b>	<b>7.004</b>	<b>-29,0%</b>
Resultado Financeiro	(2.125)	(898)	136,7%
Lucro antes da Tributação	1.140	4.679	-75,6%
<b>Lucro Líquido (IFRS)</b>	<b>686</b>	<b>2.948</b>	<b>-76,7%</b>

CPFL SUL PAULISTA			
	1T16	1T15	Var.
<b>Receita Operacional Bruta</b>	<b>63.243</b>	<b>58.348</b>	<b>8,4%</b>
Receita Operacional Líquida	36.779	38.142	-3,6%
Custo com Energia Elétrica	(19.789)	(21.814)	-9,3%
Custos e Despesas Operacionais	(11.863)	(9.216)	28,7%
Resultado do Serviço	5.127	7.113	-28,9%
<b>EBITDA (IFRS)<sup>(1)</sup></b>	<b>7.419</b>	<b>8.533</b>	<b>-13,1%</b>
Resultado Financeiro	(2.088)	(1.032)	102,3%
Lucro antes da Tributação	3.039	6.081	-28,9%
<b>Lucro Líquido (IFRS)</b>	<b>1.926</b>	<b>3.908</b>	<b>-50,7%</b>

CPFL JAGUARI			
	1T16	1T15	Var.
<b>Receita Operacional Bruta</b>	<b>65.577</b>	<b>60.094</b>	<b>9,1%</b>
Receita Operacional Líquida	35.391	37.754	-6,3%
Custo com Energia Elétrica	(22.317)	(27.631)	-19,2%
Custos e Despesas Operacionais	(6.005)	(7.522)	-20,2%
Resultado do Serviço	7.069	2.601	171,8%
<b>EBITDA (IFRS)<sup>(1)</sup></b>	<b>8.185</b>	<b>3.468</b>	<b>136,0%</b>
Resultado Financeiro	(1.171)	(3.326)	-28,9%
Lucro antes da Tributação	5.898	(725)	-913,3%
<b>Lucro Líquido (IFRS)</b>	<b>3.746</b>	<b>(638)</b>	<b>-</b>

CPFL MOCOCA			
	1T16	1T15	Var.
<b>Receita Operacional Bruta</b>	<b>34.519</b>	<b>31.498</b>	<b>9,6%</b>
Receita Operacional Líquida	20.651	20.944	-1,4%
Custo com Energia Elétrica	(9.537)	(11.240)	-15,2%
Custos e Despesas Operacionais	(6.927)	(5.426)	27,7%
Resultado do Serviço	4.187	4.277	-2,1%
<b>EBITDA (IFRS)<sup>(1)</sup></b>	<b>5.494</b>	<b>5.062</b>	<b>8,5%</b>
Resultado Financeiro	(1.671)	(1.484)	12,6%
Lucro antes da Tributação	2.515	2.793	-9,9%
<b>Lucro Líquido (IFRS)</b>	<b>1.613</b>	<b>1.774</b>	<b>-9,0%</b>

Notas:

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

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

CPFL Paulista			
	1T16	1T15	Var.
Residencial	2.360	2.481	-4,9%
Industrial	2.546	2.731	-6,8%
Comercial	1.476	1.563	-5,6%
Outros	994	1.023	-2,8%
<b>Total</b>	<b>7.376</b>	<b>7.797</b>	<b>-5,4%</b>

CPFL Piratininga			
	1T16	1T15	Var.
Residencial	1.042	1.122	-7,1%
Industrial	1.600	1.908	-16,1%
Comercial	640	668	-4,1%
Outros	279	283	-1,5%
<b>Total</b>	<b>3.562</b>	<b>3.981</b>	<b>-10,5%</b>

RGE			
	1T16	1T15	Var.
Residencial	665	663	0,2%
Industrial	764	836	-8,7%
Comercial	377	400	-5,6%
Outros	724	699	3,6%
<b>Total</b>	<b>2.530</b>	<b>2.598</b>	<b>-2,6%</b>

CPFL Santa Cruz			
	1T16	1T15	Var.
Residencial	93	96	-2,6%
Industrial	55	58	-5,9%
Comercial	43	46	-6,3%
Outros	85	90	-5,3%
<b>Total</b>	<b>276</b>	<b>290</b>	<b>-4,7%</b>

CPFL Jaguari			
	1T16	1T15	Var.
Residencial	23	24	-3,8%
Industrial	99	99	-0,3%
Comercial	13	14	-5,3%
Outros	10	10	-0,6%
<b>Total</b>	<b>145</b>	<b>147</b>	<b>-1,4%</b>

CPFL Mococa			
	1T16	1T15	Var.
Residencial	19	20	-2,5%
Industrial	16	16	0,4%
Comercial	8	9	-6,3%
Outros	14	15	-5,0%
<b>Total</b>	<b>57</b>	<b>59</b>	<b>-2,9%</b>

CPFL Leste Paulista			
	1T16	1T15	Var.
Residencial	26	26	-2,6%
Industrial	21	19	10,5%
Comercial	12	12	-1,0%
Outros	22	24	-9,7%
<b>Total</b>	<b>80</b>	<b>81</b>	<b>-1,5%</b>

CPFL Sul Paulista			
	1T16	1T15	Var.
Residencial	37	38	-2,9%
Industrial	47	83	-43,7%
Comercial	15	16	-7,0%
Outros	23	24	-3,2%
<b>Total</b>	<b>122</b>	<b>161</b>	<b>-24,4%</b>

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

CPFL Paulista			
	1T16	1T15	Var.
Residencial	2.360	2.481	-4,9%
Industrial	884	979	-9,7%
Comercial	1.326	1.415	-6,3%
Outros	961	989	-2,8%
<b>Total</b>	<b>5.531</b>	<b>5.865</b>	<b>-5,7%</b>

CPFL Piratininga			
	1T16	1T15	Var.
Residencial	1.042	1.122	-7,1%
Industrial	463	536	-13,6%
Comercial	569	596	-4,5%
Outros	268	272	-1,3%
<b>Total</b>	<b>2.342</b>	<b>2.526</b>	<b>-7,3%</b>

RGE			
	1T16	1T15	Var.
Residencial	665	663	0,2%
Industrial	349	391	-10,7%
Comercial	360	377	-4,7%
Outros	724	699	3,6%
<b>Total</b>	<b>2.097</b>	<b>2.130</b>	<b>-1,5%</b>

CPFL Santa Cruz			
	1T16	1T15	Var.
Residencial	93	96	-2,6%
Industrial	43	46	-8,0%
Comercial	43	46	-6,3%
Outros	85	90	-5,3%
<b>Total</b>	<b>264</b>	<b>278</b>	<b>-5,0%</b>

CPFL Jaguari			
	1T16	1T15	Var.
Residencial	23	24	-3,8%
Industrial	72	80	-10,1%
Comercial	13	14	-5,3%
Outros	10	10	-0,6%
<b>Total</b>	<b>118</b>	<b>127</b>	<b>-7,6%</b>

CPFL Mococa			
	1T16	1T15	Var.
Residencial	19	20	-2,5%
Industrial	8	9	-9,6%
Comercial	8	9	-6,3%
Outros	14	15	-5,0%
<b>Total</b>	<b>50</b>	<b>53</b>	<b>-5,1%</b>

CPFL Leste Paulista			
	1T16	1T15	Var.
Residencial	26	26	-2,6%
Industrial	7	7	-6,4%
Comercial	12	12	-1,0%
Outros	22	24	-9,7%
<b>Total</b>	<b>66</b>	<b>70</b>	<b>-5,2%</b>

CPFL Sul Paulista			
	1T16	1T15	Var.
Residencial	37	38	-2,9%
Industrial	24	25	-3,0%
Comercial	15	16	-7,0%
Outros	23	24	-3,2%
<b>Total</b>	<b>99</b>	<b>103</b>	<b>-3,6%</b>