

São Paulo, 10 de novembro de 2016 – A CPFL Energia S.A. (BM&FBOVESPA: CPFE3 e NYSE: CPL), anuncia seu **resultado do 3T16**. 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 3T15, salvo indicação contrária.

CPFL ENERGIA ANUNCIA OS RESULTADOS DO 3T16

| Indicadores (R\$ Milhões) | 3T16 | 3T15 | Var. | 9M16 | 9M15 | Var. |
|--|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| Vendas na Área de Concessão - GWh | 13.454 | 13.749 | -2,1% | 41.504 | 43.054 | -3,6% |
| Mercado Cativo | 9.549 | 9.877 | -3,3% | 30.239 | 31.108 | -2,8% |
| Cliente Livre | 3.905 | 3.872 | 0,8% | 11.264 | 11.946 | -5,7% |
| Receita Operacional Bruta ⁽¹⁾ | 7.006 | 8.393 | -16,5% | 21.175 | 24.566 | -13,8% |
| Receita Operacional Líquida ⁽¹⁾ | 4.412 | 4.715 | -6,4% | 12.586 | 14.652 | -14,1% |
| EBITDA (IFRS) ⁽²⁾ | 1.075 | 1.080 | -0,5% | 2.924 | 2.745 | 6,5% |
| EBITDA Gerencial ⁽³⁾ | 985 | 965 | 2,0% | 2.835 | 2.801 | 1,2% |
| Lucro Líquido (IFRS) | 269 | 280 | -3,9% | 742 | 513 | 44,7% |
| Lucro Líquido Gerencial ⁽⁴⁾ | 235 | 312 | -24,8% | 763 | 783 | -2,5% |
| Investimentos ⁽⁵⁾ | 649 | 223 | 191,3% | 1.615 | 962 | 67,9% |

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

DESTAQUES 3T16

- Redução da carga medida na área de concessão **(-2,3%)**;
- Manutenção da **demanda contratada: +0,6%** Fora Ponta e **+1,3%** Ponta (set/16 x set/15);
- Redução de **5,6% na Receita Líquida gerencial** e aumento de **2,0% no EBITDA gerencial**;
- **Reajuste tarifário da CPFL Piratininga**, em out/16, com um **efeito médio de -24,18%** a ser percebido pelos consumidores; o impacto do aumento da **parcela B** foi de **+9,60%**;
- **Saldo de CVA**: passagem de um **ativo financeiro setorial** de R\$ 170 milhões em jun/16 para um **passivo financeiro setorial** de R\$ 388 milhões em set/16;
- Investimentos de **R\$ 649 milhões**;
- Dívida líquida de **R\$ 11,4 bilhões** e alavancagem de **3,07x Dívida Líquida/EBITDA**;
- Entrada em operação de **83 UGs** dos complexos eólicos Campo dos Ventos e São Benedito (**174,3 MW**) até nov/16;
- Início da administração da CPFL na **RGE Sul**, considerando a conclusão da aquisição da distribuidora em 31/out;
- **Venda da CPFL Energia para a State Grid**: anúncio da decisão de venda **das participações societárias da Previ e Bonaire (acompanhando a Camargo Corrêa)** – transação pendente de aprovação da Aneel;
- **MP 735** foi aprovada pela Câmara e pelo Senado e aguarda sanção presidencial.

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

- Sexta-feira, 11 de novembro de 2016 – 11h00 (Brasília), 08h00 (ET)
- ☎ Português: 55-11-3193-1001 ou 55-11-2820-4001 (Brasil)
- ☎ Inglês: 1-888-700-0802 (EUA) e 1-786-924-6977 (Outros Países)
- **Webcast:** www.cpfl.com.br/ri

Área de Relações com Investidores

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

ÍNDICE

| | |
|---|----|
| 1) MENSAGEM DO PRESIDENTE | 4 |
| 2) VENDAS DE ENERGIA..... | 5 |
| 2.1) Vendas na Área de Concessão das Distribuidoras..... | 5 |
| 2.1.1) Participação de cada Classe nas Vendas na Área de Concessão | 6 |
| 2.1.2) Vendas no Mercado Cativo | 6 |
| 2.1.3) Cliente Livre (consumo dos clientes livres)..... | 6 |
| 2.2) Demanda contratada % (alta tensão)..... | 7 |
| 2.3) Capacidade instalada da Geração | 7 |
| 3) INFORMAÇÕES SOBRE PARTICIPAÇÕES SOCIETÁRIAS E CRITÉRIOS DE CONSOLIDAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS | 8 |
| 3.1) Consolidação da CPFL Renováveis..... | 10 |
| 3.2) Apresentação dos números gerenciais | 10 |
| 4) DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO..... | 11 |
| 4.1) Ativos e Passivos Financeiros Setoriais..... | 11 |
| 4.2) Receita Operacional | 12 |
| 4.3) Custo com Energia Elétrica | 12 |
| 4.4) Custos e Despesas Operacionais | 14 |
| 4.5) EBITDA..... | 16 |
| 4.6) Resultado Financeiro..... | 17 |
| 4.7) Lucro Líquido..... | 19 |
| 5) ENDIVIDAMENTO..... | 21 |
| 5.1) Dívida em IFRS | 21 |
| 5.2) Dívida no critério <i>Pro Forma</i> | 22 |
| 5.2.1) Movimentação da dívida no critério <i>Pro Forma</i> (R\$ Bilhões) | 22 |
| 5.2.2) Cronograma de Amortização da Dívida no critério <i>Pro Forma</i> | 24 |
| 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 | 27 |
| 6.1) Investimentos realizados | 27 |
| 6.2) Investimentos projetados | 28 |
| 7) MERCADO DE CAPITALIS..... | 29 |
| 7.1) Desempenho das Ações | 29 |
| 7.2) Volume Médio Diário | 29 |
| 8) GOVERNANÇA CORPORATIVA..... | 30 |
| 9) ESTRUTURA SOCIETÁRIA– 30/09/2016 | 31 |
| 9.1) Transação State Grid | 31 |
| 9.2) RGE Sul..... | 33 |
| 10) DESEMPENHO DOS SEGMENTOS DE NEGÓCIO..... | 38 |
| 10.1) Segmento de Distribuição | 38 |
| 10.1.1) Desempenho Econômico-Financeiro | 38 |
| 10.1.1.1) Ativos e Passivos Financeiros Setoriais | 38 |
| 10.1.1.2) Receita Operacional..... | 38 |
| 10.1.1.3) Custo com Energia Elétrica..... | 40 |
| 10.1.1.4) Custos e Despesas Operacionais | 40 |
| 10.1.1.5) EBITDA..... | 42 |
| 10.1.1.6) Resultado Financeiro | 42 |
| 10.1.1.7) Lucro Líquido..... | 44 |

| | |
|--|----|
| 10.1.2) Reajuste Tarifário Anual..... | 44 |
| 10.1.3) Revisão Tarifária Periódica | 45 |
| 10.1.4) 4º Ciclo de Revisão Tarifária Periódica..... | 45 |
| 10.1.5) Indicadores Operacionais..... | 46 |
| 10.1.5.1) DEC e FEC..... | 46 |
| 10.1.5.2) Perdas | 46 |
| 10.2) Segmentos de Comercialização e Serviços..... | 47 |
| 10.3) Segmento de Geração Convencional | 48 |
| 10.3.1) Desempenho Econômico-Financeiro | 48 |
| 10.4) CPFL Renováveis..... | 52 |
| 10.4.1) Desempenho Econômico-Financeiro | 52 |
| 10.4.2) Status dos Projetos de Geração – 100% | 56 |
| | |
| 11) ANEXOS..... | 58 |
| 11.1) Balanço Patrimonial (Ativo) – CPFL Energia | 58 |
| 11.2) Balanço Patrimonial (Passivo) – CPFL Energia..... | 59 |
| 11.3) Demonstração de Resultados – CPFL Energia (IFRS)..... | 60 |
| 11.4) Demonstração de Resultados – CPFL Energia (Gerencial) | 61 |
| 11.5) Fluxo de Caixa – CPFL Energia..... | 62 |
| 11.6) Demonstração de Resultados – Segmento de Geração Convencional (IFRS)..... | 63 |
| 11.7) Demonstração de Resultados – Segmento de Geração Convencional (Gerencial)..... | 64 |
| 11.8) Demonstração de Resultados – CPFL Renováveis (IFRS) | 65 |
| 11.9) Demonstração de Resultados – CPFL Renováveis (Gerencial) | 66 |
| 11.10) Demonstração de Resultados – Segmento de Distribuição (IFRS)..... | 67 |
| 11.11) Demonstração de Resultados – Segmento de Distribuição (Gerencial)..... | 68 |
| 11.12) Desempenho Econômico-Financeiro por Distribuidora | 69 |
| 11.13) Vendas na Área de Concessão por Distribuidora (em GWh) | 71 |
| 11.14) Vendas no Mercado Cativo por Distribuidora (em GWh)..... | 72 |

1) MENSAGEM DO PRESIDENTE

Os resultados do 3T16 refletiram as condições macroeconômicas do País, bem como a estratégia de crescimento do Grupo CPFL. O segmento de distribuição continua impactado pelos efeitos da retração econômica, apresentando redução de 2,3% da carga medida na área de concessão. O destaque positivo na distribuição é a leve alta na demanda contratada dos clientes de alta tensão (0,6% fora de ponta e 1,3% na ponta), o que garante a remuneração da distribuidora por parte desses clientes.

Por outro lado, os resultados foram impulsionados pelo segmento de energias renováveis, que concentra a maior parte de sua geração de caixa na segunda metade do ano, além de refletir a entrada em operação da PCH Mata Velha em maio de 2016 e a entrada gradual dos Complexos eólicos Campo dos Ventos e São Benedito ao longo do ano. O EBITDA gerencial do grupo atingiu R\$ 985 milhões (+2,0%) no trimestre e a alavancagem se manteve em patamar adequado, atingindo 3,07x dívida líquida/EBITDA ao final do trimestre.

Em 31 de outubro, concluímos a aquisição da AES Sul, que agora passa a se chamar RGE Sul. Com esse movimento, a CPFL Energia amplia sua escala e presença no estado do Rio Grande do Sul, atendendo 382 municípios e alcançando um *market share* de 65% no estado. Como parte desse processo, a dívida da AES Sul foi integralmente amortizada e foram emitidas novas debêntures no valor de R\$ 1,1 bilhão a um custo de 114,5% do CDI. A administração da CPFL na companhia se iniciou no dia 1º de novembro e os planos contemplam investimentos da ordem de R\$ 1 bilhão nos próximos três anos, visando a melhora na qualidade dos serviços e o cumprimento do plano de melhoria estabelecido pela ANEEL.

Em relação ao processo de venda do controle da CPFL Energia, o contrato definitivo de compra e venda de ações (SPA) entre State Grid e Camargo Corrêa foi assinado no dia 2 de setembro. Como prevê o Acordo de Acionistas da Companhia, a proposta foi estendida aos demais acionistas controladores que, ao longo do mês de setembro, decidiram alienar suas participações em conjunto com a Camargo Corrêa. A transação foi aprovada pelo CADE em 15 de setembro e está agora pendente de aprovação da ANEEL, condição precedente para a conclusão da operação.

No contexto setorial, a MP 735, que foi aprovada no Senado e aguarda sanção presidencial, propõe mudanças importantes para o setor elétrico brasileiro, com impactos e oportunidades para os diferentes segmentos de negócios. A segurança de um marco regulatório sólido é fundamental para que o setor elétrico siga com a retomada de investimentos e crescimento sustentável no longo prazo.

Nesse momento de transição da Companhia e do setor, a CPFL Energia segue a sua estratégia de crescimento – os investimentos somaram R\$ 649 milhões no 3T16 (+191%), além da aquisição da AES Sul. Nossos planos são pautados pelas oportunidades de ganho de eficiência e escala, com especial atenção à liquidez e disciplina financeira na tomada de decisões.

Andre Dorf
Presidente da CPFL Energia

2) VENDAS DE ENERGIA

2.1) Vendas na Área de Concessão das Distribuidoras

No 3T16, as vendas na área de concessão, realizadas por meio do segmento de distribuição, totalizaram 13.454 GWh, uma redução de 2,1%.

| Vendas na Área de Concessão - GWh | | | | | | |
|-----------------------------------|---------------|---------------|--------------|---------------|---------------|--------------|
| | 3T16 | 3T15 | Var. | 9M16 | 9M15 | Var. |
| Mercado Cativo | 9.549 | 9.877 | -3,3% | 30.239 | 31.108 | -2,8% |
| Cliente Livre | 3.905 | 3.872 | 0,8% | 11.264 | 11.946 | -5,7% |
| Total | 13.454 | 13.749 | -2,1% | 41.504 | 43.054 | -3,6% |

No 3T16, as vendas para o mercado cativo totalizaram 9.549 GWh, uma redução de 3,3%. Essa redução é reflexo do cenário macroeconômico adverso, que vem resultando na queda do consumo, e da forte migração de clientes para o mercado livre. Já a quantidade de energia, em GWh, correspondente ao consumo dos clientes livres na área de atuação das distribuidoras do grupo, faturada por meio da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD), atingiu 3.905 GWh no 3T16, um aumento de 0,8%.

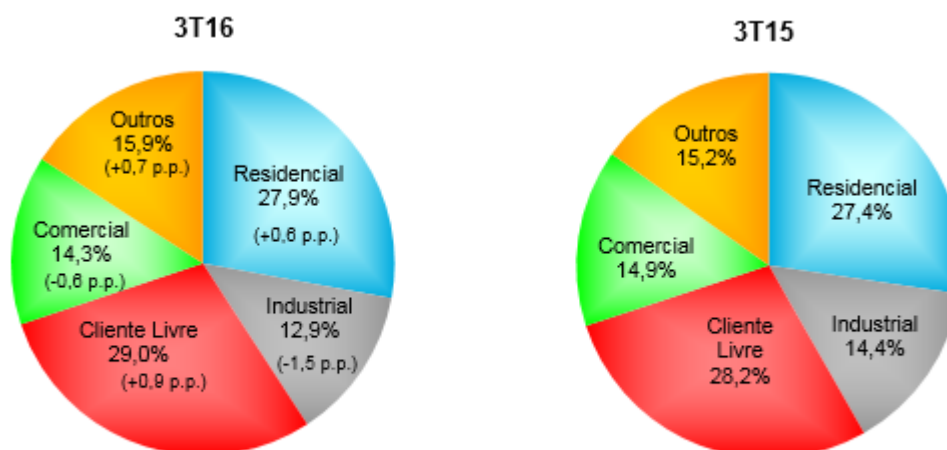
| Vendas na Área de Concessão - GWh | | | | | | | |
|-----------------------------------|---------------|---------------|--------------|---------------|---------------|--------------|---------------|
| | 3T16 | 3T15 | Var. | 9M16 | 9M15 | Var. | Part. |
| Residencial | 3.755 | 3.761 | -0,1% | 12.023 | 12.071 | -0,4% | 27,9% |
| Industrial | 5.338 | 5.614 | -4,9% | 15.807 | 17.231 | -8,3% | 39,7% |
| Comercial | 2.171 | 2.246 | -3,3% | 7.173 | 7.367 | -2,6% | 16,1% |
| Outros | 2.189 | 2.129 | 2,8% | 6.501 | 6.385 | 1,8% | 16,3% |
| Total | 13.454 | 13.749 | -2,1% | 41.504 | 43.054 | -3,6% | 100,0% |

Nota: As tabelas de vendas na área de concessão por distribuidora estão anexas a este relatório, no item 11.13.

Destacam-se no 3T16, na área de concessão:

- **Classe residencial e comercial (27,9% e 16,1% das vendas totais, respectivamente):** redução de 0,1% e de 3,3%, respectivamente. Redução do consumo é reflexo da baixa atividade econômica em comparação com o 3T15.
- **Classe industrial (39,7% das vendas totais):** queda de 4,9%, refletindo a desaceleração da atividade econômica. Vale ressaltar que um grande cliente do setor siderúrgico na área da CPFL Piratininga reduziu o consumo em 67,6% na comparação com o 3T15; isso representa 3,5% dos 4,9% da redução. Assim, a CPFL Piratininga registrou queda de 13,8% (ou 249 GWh) nessa classe. A CPFL Paulista registrou queda de 0,2% (ou 5 GWh) e a RGE teve aumento de 1,2% (ou 10 GWh).

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



Nota: Entre parênteses, a variação em pontos percentuais do 3T15 para o 3T16.

2.1.2) Vendas no Mercado Cativo

| Vendas no Mercado Cativo - GWh | | | | | | |
|--------------------------------|--------------|--------------|--------------|---------------|---------------|--------------|
| | 3T16 | 3T15 | Var. | 9M16 | 9M15 | Var. |
| Residencial | 3.755 | 3.761 | -0,1% | 12.023 | 12.071 | -0,4% |
| Industrial | 1.738 | 1.982 | -12,3% | 5.415 | 6.082 | -11,0% |
| Comercial | 1.922 | 2.047 | -6,1% | 6.447 | 6.701 | -3,8% |
| Outros | 2.134 | 2.088 | 2,2% | 6.355 | 6.254 | 1,6% |
| Total | 9.549 | 9.877 | -3,3% | 30.239 | 31.108 | -2,8% |

Nota: As tabelas de vendas no mercado cativo por distribuidora estão anexas a este relatório, no item 11.14.

A redução nas vendas no mercado cativo foi influenciada, principalmente, pelo desempenho da classe industrial e comercial, com reduções de 12,3% e 6,1%, respectivamente, refletindo a desaceleração da atividade econômica e a migração para o mercado livre, como explicado anteriormente.

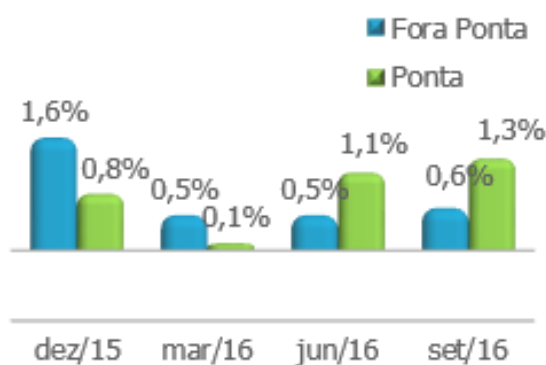
2.1.3) Cliente Livre (consumo dos clientes livres)

| Cliente Livre - GWh | | | | | | |
|---------------------|--------------|--------------|-------------|---------------|---------------|--------------|
| | 3T16 | 3T15 | Var. | 9M16 | 9M15 | Var. |
| Industrial | 3.601 | 3.632 | -0,9% | 10.392 | 11.149 | -6,8% |
| Comercial | 249 | 200 | 24,6% | 726 | 666 | 8,9% |
| Outros | 55 | 41 | 35,8% | 146 | 131 | 11,5% |
| Total | 3.905 | 3.872 | 0,8% | 11.264 | 11.946 | -5,7% |

| Cliente Livre por Distribuidora - GWh | | | | | | |
|---------------------------------------|--------------|--------------|-------------|---------------|---------------|--------------|
| | 3T16 | 3T15 | Var. | 9M16 | 9M15 | Var. |
| CPFL Paulista | 2.067 | 1.924 | 7,4% | 5.910 | 5.902 | 0,1% |
| CPFL Piratininga | 1.232 | 1.370 | -10,1% | 3.652 | 4.293 | -14,9% |
| RGE | 523 | 478 | 9,3% | 1.455 | 1.450 | 0,3% |
| CPFL Santa Cruz | 16 | 11 | 41,4% | 41 | 34 | 19,7% |
| CPFL Jaguari | 24 | 17 | 40,5% | 76 | 51 | 47,0% |
| CPFL Mococa | 7 | 6 | 18,9% | 21 | 19 | 13,3% |
| CPFL Leste Paulista | 14 | 12 | 13,8% | 42 | 36 | 15,6% |
| CPFL Sul Paulista | 22 | 53 | -58,1% | 68 | 161 | -58,0% |
| Total | 3.905 | 3.872 | 0,8% | 11.264 | 11.946 | -5,7% |

2.2) Demanda contratada % (alta tensão)

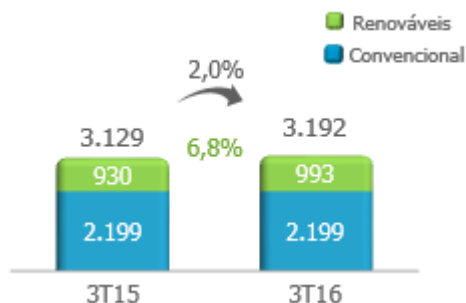
Evolução da demanda contratada | % em relação aos trimestres anteriores



2.3) Capacidade instalada da Geração

No 3T16, a capacidade instalada de Geração do grupo CPFL Energia, considerando sua participação em cada um dos projetos, alcança 3.192 MW, representando uma expansão de 2,0% em relação ao 3T15. Esse aumento deve-se ao início da operação comercial da PCH Mata Velha e de todos os 48 aerogeradores do Complexo Eólico Campos dos Ventos.

Capacidade instalada da Geração | MW



Nota: Considera a participação da CPFL Energia na CPFL Renováveis de 51,61%. Não considera os parques eólicos São Benedito e São Dimas pois os parques não operavam com 100% das UGs.

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 30 de setembro de 2016 e de 2015, a participação de acionistas não controladores destacada no consolidado refere-se à participação de terceiros detida nas controladas CERAN, Paulista Lajeado e CPFL Renováveis. A partir de 01 de novembro de 2016 a CPFL Energia fará a consolidação integral da RGE Sul.

| Distribuição de energia | Tipo de Sociedade | Participação Societária | Localização (Estado) | Nº de municípios | Nº de consumidores aproximados (em milhares) | Prazo da concessão | Término da concessão |
|---|--|-------------------------|--------------------------------------|------------------|--|--------------------|----------------------|
| Companhia Paulista de Força e Luz ("CPFL Paulista") | Sociedade por ações de capital aberto | Direta 100% | Interior de São Paulo | 234 | 4.291 | 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 | 1.689 | 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 | 1.460 | 30 anos | Novembro de 2027 |
| Companhia Luz e Força Santa Cruz ("CPFL Santa Cruz") | Sociedade por ações de capital fechado | Direta 100% | Interior de São Paulo e Paraná | 27 | 209 | 30 anos | Julho de 2045 |
| Companhia Leste Paulista de Energia ("CPFL Leste Paulista") | Sociedade por ações de capital fechado | Direta 100% | Interior de São Paulo | 7 | 58 | 30 anos | Julho de 2045 |
| Companhia Jaguarí de Energia ("CPFL Jaguarí") | Sociedade por ações de capital fechado | Direta 100% | Interior de São Paulo | 2 | 40 | 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 | 84 | 30 anos | Julho de 2045 |
| Companhia Luz e Força de Mococa ("CPFL Mococa") | Sociedade por ações de capital fechado | Direta 100% | Interior de São Paulo e Minas Gerais | 4 | 47 | 30 anos | Julho de 2045 |

| Geração de energia (fontes convencionais e renováveis) | Tipo de Sociedade | Participação Societária | Localização (Estado) | Nº usinas / tipo de energia | Capacidade Instalada | |
|--|--|-------------------------|------------------------------------|---------------------------------------|----------------------|-------------------|
| | | | | | Total | Participação CPFL |
| CPFL Geração de Energia S.A. ("CPFL Geração") | Sociedade por ações de capital aberto | Direta 100% | São Paulo e Goiás | 1 Hidrelétrica, 4 PCH (a) e 1 térmica | 715 | 715 |
| CERAN - Companhia Energética Rio das Antas ("CERAN") | Sociedade por ações de capital fechado | Indireta 65% | Rio Grande do Sul | 3 Hidrelétricas | 360 | 234 |
| Foz do Chapecó Energia S.A. ("Foz do Chapecó") | Sociedade por ações de capital fechado | Indireta 51% | Santa Catarina e Rio Grande do Sul | 1 Hidrelétrica | 855 | 436 |
| Campos Novos Energia S.A. ("ENERCAN") | Sociedade por ações de capital fechado | Indireta 48,72% | Santa Catarina | 1 Hidrelétrica | 880 | 429 |
| BAESA - Energética Barra Grande S.A. ("BAESA") | Sociedade por ações de capital aberto | Indireta 25,01% | Santa Catarina e Rio Grande do Sul | 1 Hidrelétrica | 690 | 173 |
| Centrais Elétricas da Paraíba S.A. ("EPASA") | Sociedade por ações de capital fechado | Indireta 53,34% | Paraíba | 2 Térmicas | 342 | 182 |
| Paulista Lajeado Energia S.A. ("Paulista Lajeado") | Sociedade por ações de capital fechado | Indireta 59,93% (b) | Tocantins | 1 Hidrelétrica | 903 | 63 |
| 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 10.4.2 | Vide 10.4.2 |
| CPFL Centrais Geradoras Ltda ("CPFL Centrais Geradoras") | Sociedade limitada | Direta 100% | São Paulo | 6 CGHs (d) | 4 | 4 |

Notas:

(a) PCH - Pequena Central Hidrelétrica;

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

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

(d) CGH - Central Geradora Hidrelétrica;

| Comercialização de energia 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, Industria 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") (e) | 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") (f) | Sociedade Limitada | Prestação de serviços de informática | Direta 100% |
| CPFL GD S.A ("CPFL GD") (g) | Sociedade por ações de capital fechado | Prestação de serviços na área de geração | Indireta 100% |

(e) 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");

(f) 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;

(g) 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 30 de setembro de 2016, a CPFL Energia detinha participação indireta de 51,61% do capital social da CPFL Renováveis por meio da CPFL Geração.

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

3.2) 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) | | | | | | |
|---|--------------|--------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| | 3T16 | 3T15 | Var. | 9M16 | 9M15 | Var. |
| Receita Operacional Bruta² | 7.006 | 8.393 | -16,5% | 21.175 | 24.566 | -13,8% |
| Receita Operacional Líquida² | 4.412 | 4.715 | -6,4% | 12.586 | 14.652 | -14,1% |
| Custo com Energia Elétrica | (2.771) | (3.140) | -11,8% | (7.963) | (10.350) | -23,1% |
| Custos e Despesas Operacionais | (1.277) | (1.105) | 15,6% | (3.654) | (3.404) | 7,3% |
| Resultado do Serviço | 689 | 722 | -4,5% | 1.786 | 1.667 | 7,2% |
| EBITDA³ | 1.075 | 1.080 | -0,5% | 2.924 | 2.745 | 6,5% |
| Resultado Financeiro | (371) | (347) | 7,2% | (802) | (900) | -10,8% |
| Lucro Antes da Tributação | 387 | 419 | -7,7% | 1.185 | 892 | 32,9% |
| Lucro Líquido | 269 | 280 | -3,9% | 742 | 513 | 44,7% |

| DRE Consolidado - CPFL ENERGIA (Gerencial - R\$ Milhões) ¹ | | | | | | |
|---|--------------|--------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| | 3T16 | 3T15 | Var. | 9M16 | 9M15 | Var. |
| Receita Operacional Bruta² | 6.851 | 8.179 | -16,2% | 20.916 | 24.168 | -13,5% |
| Receita Operacional Líquida² | 4.263 | 4.516 | -5,6% | 12.337 | 14.304 | -13,8% |
| Custo com Energia Elétrica | (2.634) | (2.948) | -10,6% | (7.557) | (9.674) | -21,9% |
| Custos e Despesas Operacionais | (1.246) | (1.132) | 10,1% | (3.582) | (3.439) | 4,2% |
| Resultado do Serviço | 709 | 689 | 2,8% | 2.015 | 1.959 | 2,9% |
| EBITDA³ | 985 | 965 | 2,0% | 2.835 | 2.801 | 1,2% |
| Resultado Financeiro | (341) | (207) | 64,2% | (755) | (678) | 11,4% |
| Lucro Antes da Tributação | 368 | 482 | -23,6% | 1.260 | 1.280 | -1,6% |
| Lucro Líquido | 235 | 312 | -24,8% | 763 | 783 | -2,5% |

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\$ 325 milhões no 3T16, R\$ 252 milhões no 3T15, R\$ 817 milhões no 9M16 e R\$ 768 milhões no 9M15;
- (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 3T16, foi contabilizado um total de **passivos financeiros setoriais** no montante de R\$ 558 milhões, comparado a um total de **ativos financeiros setoriais** no montante de R\$ 728 milhões no 3T15, uma variação de R\$ 1.286 milhões. Em 30 de setembro de 2016, o saldo destes ativos e passivos financeiros setoriais era negativo em R\$ 435 milhões (R\$ 388 milhões, desconsiderando as obrigações especiais contabilizadas conforme metodologia do 4º Ciclo de Revisão Tarifária),

comparado a um saldo positivo de R\$ 130 milhões (R\$ 170 milhões, desconsiderando as obrigações especiais contabilizadas conforme metodologia do 4º Ciclo de Revisão Tarifária) em 30 de junho de 2016.

4.2) Receita Operacional

Desconsiderando a receita de construção da infraestrutura da concessão, a receita operacional bruta (IFRS) no 3T16 atingiu R\$ 7.006 milhões, representando uma redução de 16,5% (R\$ 1.387 milhões). A receita operacional bruta gerencial foi de R\$ 6.851 milhões no 3T16, uma redução de 16,2% (R\$ 1.328 milhões).

A receita operacional líquida (IFRS, excluindo a receita de construção da infraestrutura da concessão) atingiu R\$ 4.412 milhões no 3T16, registrando uma redução de 6,4% (R\$ 303 milhões). A receita operacional líquida gerencial, desconsiderando a receita de construção da infraestrutura da concessão, somou R\$ 4.263 milhões no 3T16, uma redução de 5,6% (R\$ 253 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\$ 416 milhões (para maiores detalhes, vide item 10.1.1.2);
- Redução de receita no segmento de Geração Convencional, no valor de R\$ 20 milhões;

Parcialmente compensados por:

- Aumento de receita do segmento de Comercialização e Serviços, no valor de R\$ 147 milhões;
- Aumento de receita na CPFL Renováveis, no valor de R\$ 36 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\$ 2.771 milhões no 3T16, registrando uma redução de 11,8% (R\$ 370 milhões). O custo com energia elétrica gerencial foi de R\$ 2.634 milhões no 3T16, uma redução de 10,6% (R\$ 313 milhões).

Os fatores que explicam essas variações seguem abaixo:

- O custo da energia comprada para revenda (IFRS) no 3T16 atingiu R\$ 2.466 milhões, uma redução de 8,4% (R\$ 226 milhões), influenciada principalmente pelos seguintes efeitos **não recorrentes**:
 - ✓ **GSF**, no valor de **R\$ 53 milhões** no **3T15**;
 - ✓ **Efeito negativo da estratégia de sazonalização da garantia física**, totalizando **R\$ 8 milhões** no **3T15** (R\$ 7 milhões no segmento de Geração Convencional e R\$ 1 milhão da CPFL Renováveis); o efeito negativo total da estratégia de sazonalização da garantia física foi de R\$ 9 milhões no 3T15 (R\$ 7 milhões no segmento de Geração Convencional e de R\$ 2 milhões na CPFL Renováveis), considerando que a diferença de R\$ 1 milhão da CPFL Renováveis foi considerada na Receita Operacional.

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 efeitos da 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 Efeito de Sazonalização (Gerencial - R\$ Milhões) | | | | | | | | |
|---|------------|------------|-------------|--------------|-------------|-------------|--------------|--------------|
| | 3T16 (*) | 2T16 (*) | 1T16 (*) | 2015 | 4T15 | 3T15 | 2T15 | 1T15 |
| GSF | | | | | | | | |
| Geração Convencional | (3) | (7) | (10) | (320) | (23) | (48) | (122) | (127) |
| CPFL Renováveis | (2) | (1) | (1) | (54) | (3) | (5) | (18) | (27) |
| Total | (4) | (8) | (12) | (374) | (26) | (53) | (140) | (154) |
| Efeito de Sazonalização | | | | | | | | |
| Geração Convencional | - | - | - | 89 | (29) | (7) | 60 | 65 |
| CPFL Renováveis | - | - | - | 4 | (3) | (2) | 3 | 7 |
| Total | - | - | - | 93 | (32) | (9) | 63 | 72 |

Nota: (*) A partir de 2016, tanto o GSF quanto o efeito de sazonalização serão tratados como itens recorrentes, sendo parte do negócio.

Na visão gerencial, que expurga esses efeitos, o custo com energia comprada para revenda no 3T16 foi de R\$ 2.323 milhões, o que representa uma redução de 6,8% (R\$ 169 milhões). Essa redução reflete principalmente as variações abaixo:

- (i) Redução de 41,4% (R\$ 326 milhões) no custo com energia de Itaipu, devido às reduções de 40,8% no preço médio de compra (R\$ 180,93/MWh no 3T16 vs. R\$ 305,77/MWh no 3T15) e de 0,9% (23 GWh) na quantidade de energia comprada;

Parcialmente compensados por:

- (ii) Aumento de 6,6% (R\$ 126 milhões) no custo com energia adquirida no ambiente regulado e contratos bilaterais, devido ao aumento de 33,6% (3.205 GWh) na quantidade de energia comprada, parcialmente compensado pela redução de 20,2% no preço médio de compra (R\$ 158,60/MWh no 3T16 vs. R\$ 198,67/MWh no 3T15);
 - (iii) Redução de 7,2% (R\$ 18 milhões) nos créditos de PIS/Cofins (reduzidor de custo), gerados a partir da compra de energia;
 - (iv) Aumento da compra de energia no mercado de curto prazo/custo com PROINFA (R\$ 13 milhões), já descontados o GSF e o efeito da estratégia de sazonalização da garantia física (efeitos não recorrentes).
- Os encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição (IFRS) foram de R\$ 305 milhões no 3T16, uma redução de 32,0% (R\$ 143 milhões). Na visão gerencial, que considera a consolidação proporcional dos ativos de geração, os encargos atingiram R\$ 311 milhões no 3T16, uma redução de 31,7% (R\$ 144 milhões), devido aos seguintes fatores:
 - (i) Redução de 94,2% (R\$ 90 milhões) nos Encargos de Energia de Reserva – EER;
 - (ii) Redução de 47,5% (R\$ 77 milhões) nos Encargos de Serviço de Sistema – ESS, em função da redução do PLD;
 - (iii) Redução de 1,1% (R\$ 2 milhões) nos encargos da rede básica;

Parcialmente compensados por:

- (iv) Aumento de R\$ 10 milhões nos encargos de transporte de Itaipu, conexão e uso do sistema de distribuição;
- (v) Redução de 34,0% (R\$ 15 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\$ 1.277 milhões no 3T16, registrando um aumento de 15,6% (R\$ 173 milhões) em relação ao 3T15. Os custos e despesas operacionais, na visão gerencial, somaram R\$ 1.246 milhões no 3T16, um aumento de 10,1% (R\$ 114 milhões), em relação ao mesmo período de 2015, decorrente dos seguintes fatores:

- (i) Aumento de 28,7% (R\$ 72 milhões) no custo com construção da infraestrutura da concessão. Esse item, que atingiu R\$ 324 milhões no 3T16, tem sua contrapartida na “receita operacional”;
- (ii) PMSO gerencial, item que atingiu R\$ 622 milhões no 3T16, comparado a R\$ 588 milhões no 3T15, registrando um aumento de 5,8% (R\$ 35 milhões);

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

| AJUSTES GERENCIAIS NO PMSO, PARA FINS DE COMPARAÇÃO (em milhões de Reais) | | | | |
|--|----------------|----------------|---------------|----------------|
| | 3T16 | 3T15 | Variação | |
| | | | R\$ MM | % |
| PMSO reportado (IFRS) | | | | |
| Pessoal | (261,2) | (237,4) | (23,8) | 10,0% |
| Material | (64,8) | (38,7) | (26,1) | 67,4% |
| Serviços de Terceiros | (156,5) | (142,7) | (13,8) | 9,7% |
| Outros Custos/Despesas Operacionais | (130,6) | (103,6) | (27,0) | 26,1% |
| PDD | (34,2) | (31,6) | (2,5) | 8,0% |
| Despesas legais e judiciais | (29,3) | (47,6) | 18,3 | (38,5%) |
| Prêmio do Risco do GSF | (2,4) | - | (2,4) | - |
| Outros | (64,8) | (24,4) | (40,4) | 165,9% |
| Total PMSO reportado (IFRS) - (A) | (613,1) | (522,5) | (90,6) | 17,3% |
| Consolidação Proporcional + Ativos e Passivos Financeiros Setoriais | | | | |
| Pessoal | 6,8 | 6,3 | | |
| Material | (20,2) | (73,8) | | |
| Serviços de Terceiros | 15,5 | 11,5 | | |
| Outros Custos/Despesas Operacionais | (10,8) | (9,1) | | |
| PDD | 0,0 | 0,3 | (0,3) | - |
| Despesas legais e judiciais | (1,1) | 1,1 | (2,2) | - |
| Prêmio do Risco do GSF | (4,6) | | (4,6) | - |
| Outros | (5,1) | (10,5) | 5,3 | - |
| Total Consolidação Proporcional + Ativos e Passivos Financeiros Setoriais - (B) | (8,7) | (65,1) | 56,4 | (86,7%) |
| PMSO gerencial | | | | |
| Pessoal | (254,4) | (231,1) | (23,3) | 10,1% |
| Material | (85,0) | (112,5) | 27,6 | (24,5%) |
| Serviços de Terceiros | (141,1) | (131,2) | (9,9) | 7,5% |
| Outros Custos/Despesas Operacionais | (141,4) | (112,7) | (28,7) | 25,4% |
| PDD | (34,2) | (31,4) | (2,8) | 8,8% |
| Despesas legais e judiciais | (30,3) | (46,5) | 16,2 | (34,8%) |
| Prêmio do Risco do GSF | (9,3) | - | (9,3) | - |
| Outros | (67,6) | (34,8) | (32,7) | 93,9% |
| Total PMSO gerencial - (C) = (A) + (B) | (621,8) | (587,5) | (34,2) | 5,8% |

Esta variação é explicada principalmente pelos seguintes fatores:

(ii.1) Gastos com Pessoal, que registraram aumento de 10,1% (R\$ 23 milhões), devido principalmente a:

- Efeitos do acordo coletivo (R\$ 17 milhões);
- Aumento no segmento de Serviços devido à expansão da CPFL Serviços, CPFL Atende, CPFL Total, Nect e CPFL Eficiência (R\$ 9 milhões);
- Outros efeitos (R\$ 3 milhões);

Parcialmente compensado por:

- Reversão relativa à provisão de passivo assumido pelas patrocinadoras da Fundação Cesp, em função de questionamento sobre retenção de INSS relativo a cooperativas médicas (R\$ 6 milhões);

(ii.2) Aumento de 7,5% em Serviços de Terceiros (R\$ 10 milhões), devido principalmente aos aumentos:

- No segmento de Distribuição (R\$ 4 milhões) - ações de cobrança, poda de árvores, manutenção do sistema elétrico e leitura de medidores e uso e outros;
- Aumento na CPFL Renováveis (R\$ 4 milhões) - manutenção O&M corretiva/preventiva, manutenção de Software, despesas ambientais e consultoria jurídica e;
- Outros (R\$ 2 milhões);

(ii.3) Outros custos/despesas operacionais, que registraram aumento de 25,4% (R\$ 29 milhões), principalmente por:

- Recuperação de despesas de INSS registrada no 3T15 (R\$ 13 milhões)
- Amortização do prêmio de risco hidrológico - GSF no segmento de Geração Convencional/Renováveis (R\$ 9 milhões);
- Aumento de 176,9% em despesas com perdas na alienação e desativação de ativos (R\$ 7 milhões);
- Aumento de 8,8% na provisão para créditos de liquidação duvidosa (R\$ 3 milhões), em virtude do cenário econômico atual e dos aumentos tarifários ocorridos ao longo de 2015;
- Aumento de 13,9% na despesa com taxas de arrecadação (R\$ 2 milhões);
- Aumento de 21,1% nas despesas de arrendamentos e alugueis (R\$ 2 milhões);
- Aumento de 26,3% em multas regulatórias (DIC, FIC, DMIC e DICRI) no segmento de Distribuição (R\$ 1 milhão);
- Outros efeitos (R\$ 10 milhões);

Parcialmente compensado por:

- Redução de 34,8% nas despesas legais e judiciais (R\$ 16 milhões);
- Redução de 19,0% nas despesas com CFURH - Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos (R\$ 2 milhões);

(ii.4) Redução de 24,5% em Material (R\$ 28 milhões), devido principalmente a:

- No segmento de Geração Convencional, redução de 71,1% (R\$ 55 milhões), devido principalmente a aquisição de óleo combustível para as usinas térmicas da EPASA (UTE Termonordeste e UTE Termoparaíba), item esse que reduziu R\$ 52 milhões. O Custo Variável Unitário (CVU) médio desta térmica reduziu de R\$ 392,81/MWh para R\$ 349,69/MWh e o despacho térmico foi 73% menor na comparação dos trimestres;

Parcialmente compensado por:

- Aumento de 349,1% no segmento de Serviços (R\$ 23 milhões), devido principalmente ao arrendamento da CPFL Eficiência, cuja contrapartida está contabilizada na Receita Operacional, no mesmo valor, portanto sem efeito no resultado; e
- Aumento de 24,3% no segmento de Distribuição (R\$ 6 milhões), devido principalmente à reposição de materiais para manutenção de linhas e redes (R\$ 4 milhões) e manutenção de frota (R\$ 2 milhões).

(iii) Aumento de 44,7% nas despesas com Entidade de Previdência Privada (R\$ 7 milhões), devido à atualização do laudo atuarial;

(iv) Aumento de 2,3% em Depreciação e Amortização (R\$ 5 milhões), decorrente de: (i) um aumento no segmento de Distribuição (R\$ 8 milhões) na amortização do intangível de infraestrutura de distribuição, devido principalmente às adições na base de ativos ocorridas no período, parcialmente compensado pela redução (ii) na CPFL Renováveis (R\$ 1 milhão), (iii) no segmento de Geração Convencional (R\$ 1 milhão) e (iv) no segmento de Comercialização e Serviços (R\$ 1 milhão);

Parcialmente compensado por:

(v) Redução de 10,1% em Amortização do Intangível da Concessão (R\$ 5 milhões), devido principalmente (v.1) a redução na holding CPFL Energia (R\$ 6 milhões), por conta do encerramento da concessão das controladas CPFL Santa Cruz, CPFL Leste Paulista, CPFL Jaguari, CPFL Sul Paulista, CPFL Mococa e (v.2) à mudança do critério de amortização para o método linear pelo prazo remanescente das concessões, a partir de 1º de janeiro de 2016 e (v.3) redução no segmento de Geração Convencional (R\$ 2 milhões) parcialmente compensado por (v.4) aumento no segmento de Distribuição (R\$ 1 milhão) e por (iv) aumento na CPFL Renováveis (R\$ 2 milhões).

4.5) EBITDA

O **EBITDA IFRS** no 3T16 totalizou R\$ 1.075 milhões, registrando uma redução de 0,5% (R\$ 5 milhões). O **EBITDA gerencial** no 3T16 totalizou R\$ 985 milhões, comparado a R\$ 965 milhões no 3T15, um aumento de 2,0% (R\$ 20 milhões).

| Conciliação do EBITDA - IFRS x Gerencial (R\$ milhões) | | | |
|--|--------------|--------------|--------------|
| | 3T16 | 3T15 | Var. |
| EBITDA - IFRS (A) | 1.075 | 1.080 | -0,5% |
| (+) Consolidação Proporcional Geração (B) | (93) | (60) | |
| Geração Convencional | 74 | 84 | |
| CPFL Renováveis | (167) | (143) | |
| (+) Variação cambial de Itaipu (C) (*) | 3 | (119) | |
| (+) Efeitos não recorrentes (D) | - | 63 | |
| GSF e Compra de Energia (CPFL Geração e CPFL Renováveis) | - | 54 | |
| Efeito de Sazonalização (CPFL Geração e CPFL Renováveis) | - | 9 | |
| EBITDA Gerencial (A + B + C + D) | 985 | 965 | 2,0% |

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 3T16, a **despesa financeira líquida (IFRS)** foi de R\$ 371 milhões, um aumento de 7,2% (R\$ 25 milhões) em comparação à despesa financeira líquida de R\$ 347 milhões, registrada no 3T15. 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 (negativo em R\$ 3 milhões no 3T16 e positivo em R\$ 119 milhões no 3T15), foi de R\$ 341 milhões, um aumento de 64,2% (R\$ 133 milhões).

| Resultado Financeiro (IFRS - R\$ Milhões) | | | |
|---|--------------|--------------|-------------|
| | 3T16 | 3T15 | Var. |
| Receitas | 335 | 421 | -20,3% |
| Despesas | (707) | (767) | -7,9% |
| Resultado Financeiro | (371) | (347) | 7,2% |

| Resultado Financeiro (Gerencial - R\$ Milhões) | | | |
|--|--------------|--------------|---------------|
| | 3T16 | 3T15 | Var. |
| Receitas | | | |
| Rendas de Aplicações Financeiras | 181 | 107 | 68,5% |
| Acréscimos e Multas Moratórias | 58 | 56 | 2,3% |
| Atualização de Créditos Fiscais | 10 | 5 | 93,2% |
| Atualização de Depósitos Judiciais | 10 | 24 | -58,8% |
| Atualizações Monetárias e Cambiais | 29 | 28 | 5,8% |
| Ajuste de Expectativa de Fluxo de Caixa | 49 | 125 | -60,6% |
| Deságio na Aquisição de Crédito de ICMS | 2 | 2 | -3,8% |
| Atualização do Ativo Financeiro Setorial | (6) | 55 | - |
| PIS e COFINS - sobre Outras Receitas Financeiras | (22) | (19) | 14,8% |
| Outros | 17 | 15 | 14,4% |
| Total | 327 | 397 | -17,7% |
| Despesas | | | |
| Encargos de Dívidas | (396) | (404) | -2,2% |
| Atualizações Monetárias e Cambiais (*) | (221) | (148) | 49,1% |
| (-) Juros Capitalizados | 11 | 11 | 0,1% |
| Atualização do Passivo Financeiro Setorial | (1) | 0 | - |
| Uso do Bem Público - UBP | (14) | (15) | -9,8% |
| Outros | (48) | (49) | -2,0% |
| Total | (668) | (605) | 10,4% |
| Resultado Financeiro | (341) | (207) | 64,2% |

Nota: (*) O efeito da variação cambial de Itaipu foi negativo em R\$ 3 milhões no 3T16 e positivo em R\$ 119 milhões no 3T15.

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

- **Receitas Financeiras:** em IFRS, redução de 20,3% (R\$ 85 milhões), passando de R\$ 421 milhões no 3T15 para R\$ 335 milhões no 3T16. Na visão gerencial, considerando a consolidação proporcional nos segmentos de geração convencional e renovável, houve uma redução de 17,7% (R\$ 70 milhões), passando de R\$ 397 milhões no 3T15 para R\$ 327 milhões no 3T16, devido principalmente aos seguintes fatores:
 - (i) Redução de 60,6% (R\$ 76 milhões) no **ajuste da expectativa de fluxo de caixa** (atualização monetária do ativo financeiro da concessão), devido: (a) à aplicação do 4º Ciclo de Revisão Tarifária da CPFL Piratininga, no 3T15, quando a recomposição de sua Base de Remuneração impactou positivamente em R\$ 72 milhões; (b) à inflação mais baixa, com queda no índice de 0,39% (IGP-M de 1,70% no 3T15 vs. IPCA de 1,31% no 3T16)¹; e (c) à redução do ativo financeiro da concessão observada nas distribuidoras que passaram pelo processo de renovação da concessão no final de

¹ 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.

2015 (CPFL Santa Cruz, CPFL Leste Paulista, CPFL Sul Paulista, CPFL Jaguari e CPFL Mococa)²;

- (ii) Redução de R\$ 61 milhões na **atualização do ativo financeiro setorial**, passando de uma receita de R\$ 55 milhões no 3T15 para uma despesa de R\$ 6 milhões no 3T16;
- (iii) Redução de 58,8% (R\$ 14 milhões) na **atualização de depósitos judiciais**;
- (iv) **PIS e COFINS sobre Outras Receitas Financeiras** (R\$ 3 milhões);

Parcialmente compensado por:

- (v) Aumento de 68,5% (R\$ 74 milhões) nas **rendas de aplicações financeiras**, devido principalmente ao aumento no saldo médio de aplicações;
- (vi) Aumento de 93,2% (R\$ 5 milhões) na **atualização de créditos fiscais**;
- (vii) Aumento de 5,8% (R\$ 2 milhões) nas **atualizações monetárias e cambiais**;
- (viii) Aumento de 14,4% (R\$ 2 milhões) em **outras receitas financeiras**;
- (ix) Aumento de 2,3% (R\$ 1 milhão) em **acréscimos e multas moratórias**.

- Despesas Financeiras: em IFRS, redução de 7,9% (R\$ 61 milhões), passando de R\$ 767 milhões no 3T15 para R\$ 707 milhões no 3T16. 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 (negativo em R\$ 3 milhões no 3T16 e positivo em R\$ 119 milhões no 3T15), houve um aumento de 10,4% (R\$ 63 milhões), passando de R\$ 605 milhões no 3T15 para R\$ 668 milhões no 3T16, devido principalmente aos seguintes fatores:

- (i) Aumento de 49,1% (R\$ 73 milhões) nas **atualizações monetárias e cambiais**, devido:
 - (a) ao efeito negativo da marcação a mercado – Lei 4.131 – efeito não caixa (R\$ 77 milhões); parcialmente compensado pela
 - (b) redução dos encargos de dívida em moeda estrangeira, com swap para CDI (R\$ 4 milhões), refletindo a redução no estoque da dívida;

Parcialmente compensado por:

- (ii) Redução de 2,2% (R\$ 9 milhões) dos **encargos de dívida em moeda local**, refletindo a redução no estoque da dívida;
- (iii) Redução de R\$ 1 milhão em **outras despesas financeiras**.

4.7) Lucro Líquido

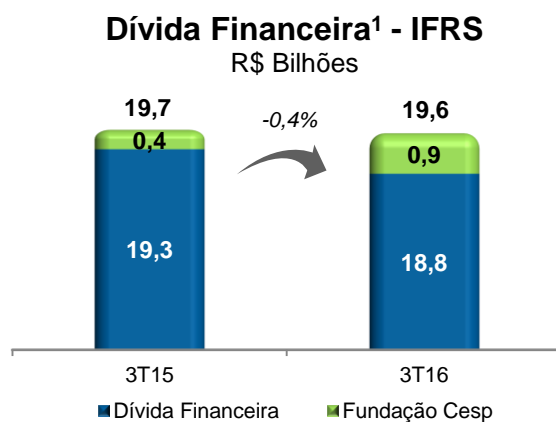
No 3T16, o **lucro líquido (IFRS)** foi de R\$ 269 milhões, registrando uma redução de 3,9% (R\$ 11 milhões). O **lucro líquido gerencial** no 3T16 totalizou R\$ 235 milhões, comparado a R\$ 312 milhões no 3T15, uma redução de 24,8% (R\$ 77 milhões).

² 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.

| Conciliação do Lucro Líquido - IFRS x Gerencial (R\$ milhões) | | | |
|---|-------------|-------------|---------------|
| | 3T16 | 3T15 | Var. |
| Lucro Líquido - IFRS (A) | 269 | 280 | -3,9% |
| (+) Consolidação Proporcional Geração (B) | (34) | (12) | |
| Geração Convencional | (64) | (57) | |
| CPFL Renováveis | 30 | 45 | |
| (+) Efeitos não recorrentes (C) | - | 44 | |
| GSF e Compra de Energia (CPFL Geração e CPFL Renováveis) | - | 37 | |
| Efeito de Sazonalização (CPFL Geração e CPFL Renováveis) | - | 7 | |
| Lucro Líquido Gerencial (A + B + C) | 235 | 312 | -24,8% |

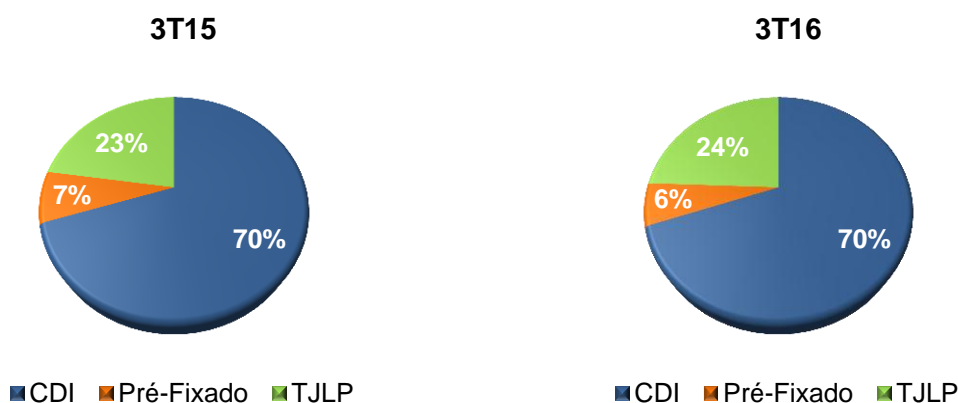
5) ENDIVIDAMENTO

5.1) Dívida em IFRS



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

Indexação Pós-Hedge¹ – 3T15 vs. 3T16



1) Para as dívidas atreladas à moeda estrangeira (28% do total no 3T16), são contratadas operações de *swap*, que convertem a indexação para CDI.

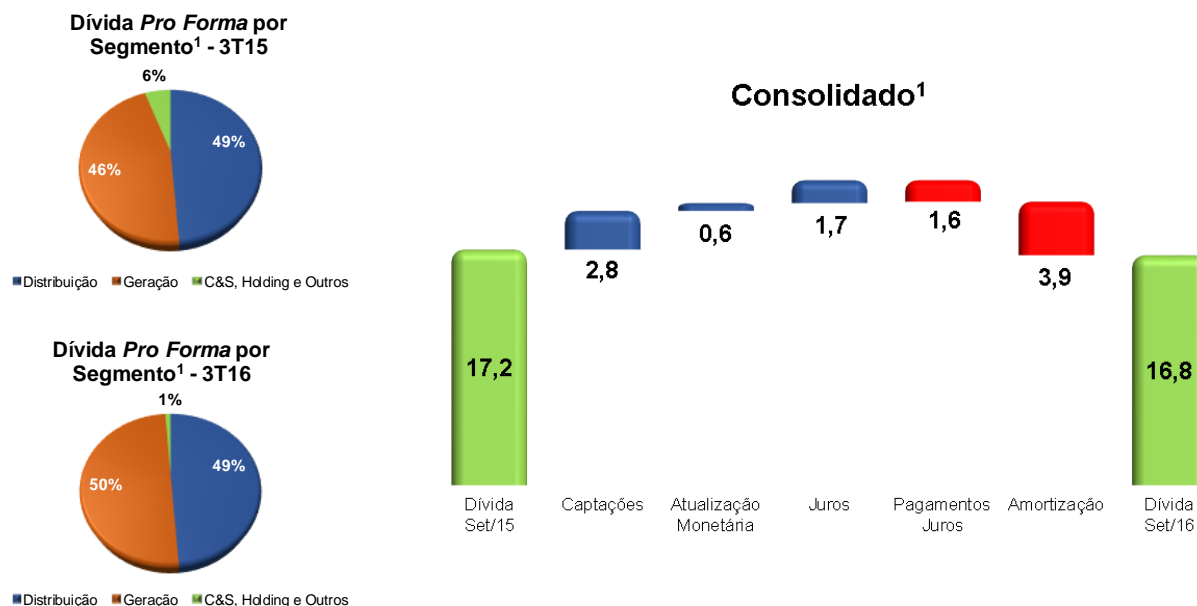
Dívida Líquida em IFRS

| IFRS - R\$ Milhões | 3T16 | 3T15 | Var. % |
|---|-----------------|-----------------|---------------|
| Dívida Financeira (incluindo <i>Hedge</i>) | (18.766) | (19.291) | -2,7% |
| (+) Disponibilidades | 5.345 | 4.033 | 32,5% |
| (=) Dívida Líquida | (13.422) | (15.258) | -12,0% |

5.2) Dívida no critério *Pro Forma*

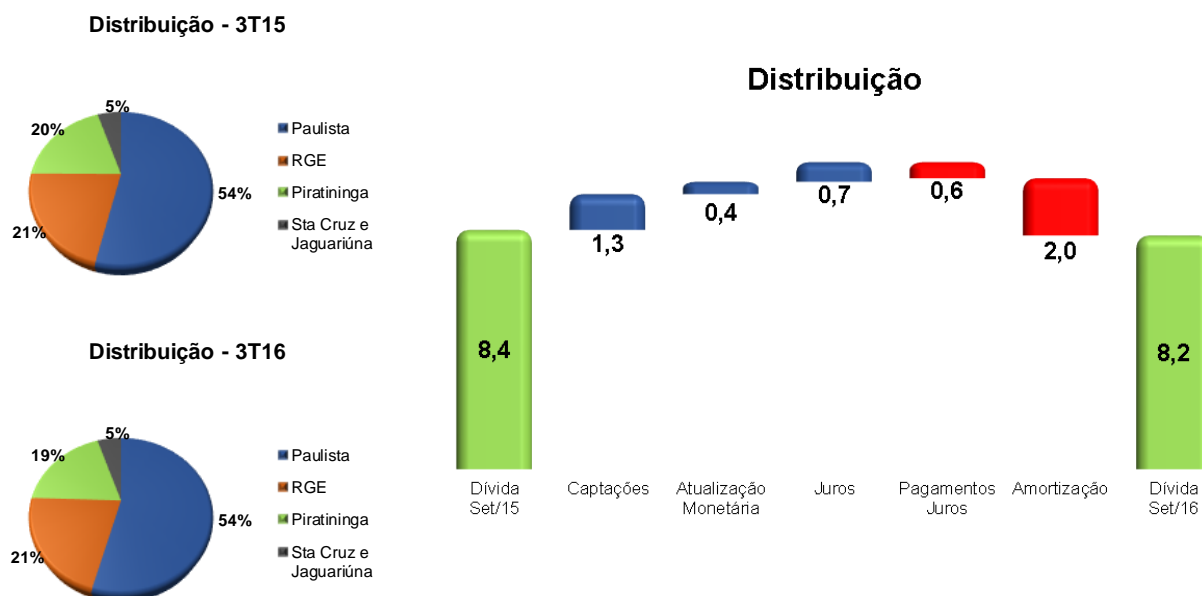
5.2.1) Movimentação da dívida no critério *Pro Forma* (R\$ Bilhões)

A dívida financeira *Pro forma* da CPFL Energia em 30 de setembro de 2016 era de **R\$ 16.813 milhões**, uma redução de **2,3%** em relação ao mesmo período do ano anterior. Abaixo as principais movimentações ao longo de doze meses:



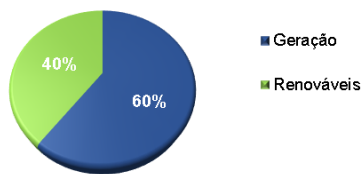
1) Considera o efeito de marcação a mercado (MTM), gastos com captação e emissão e ajustes contábeis.

A seguir, temos a abertura da dívida financeira da CPFL Energia por segmento e as principais movimentações ao longo de doze meses:

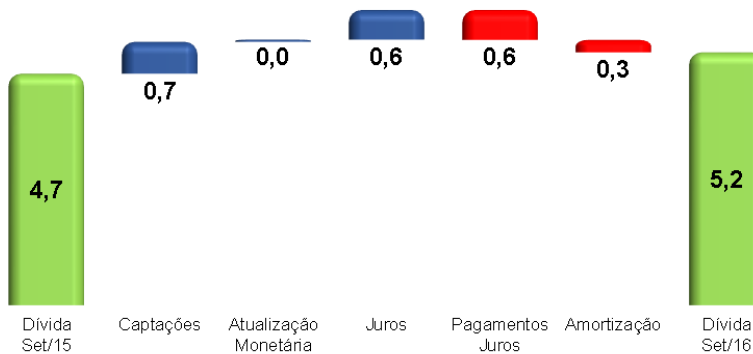
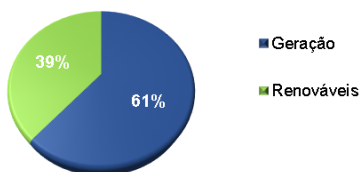


Geração

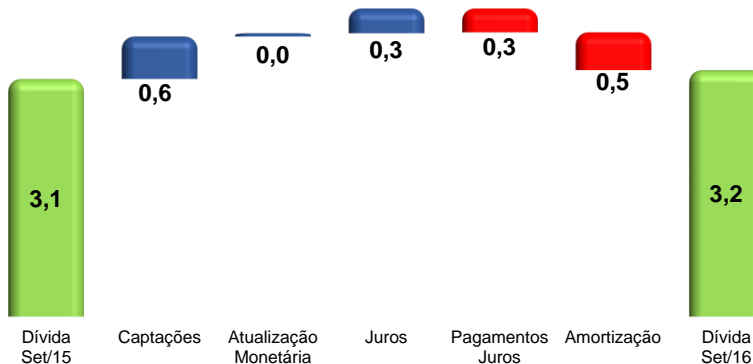
Geração - 3T15



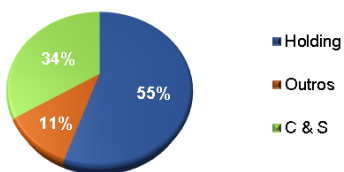
Geração - 3T16



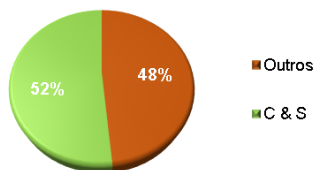
Renováveis - Proporcional



Comercialização e Serviços, Holding e Outros - 3T15



Comercialização e Serviços, Holding e Outros - 3T16



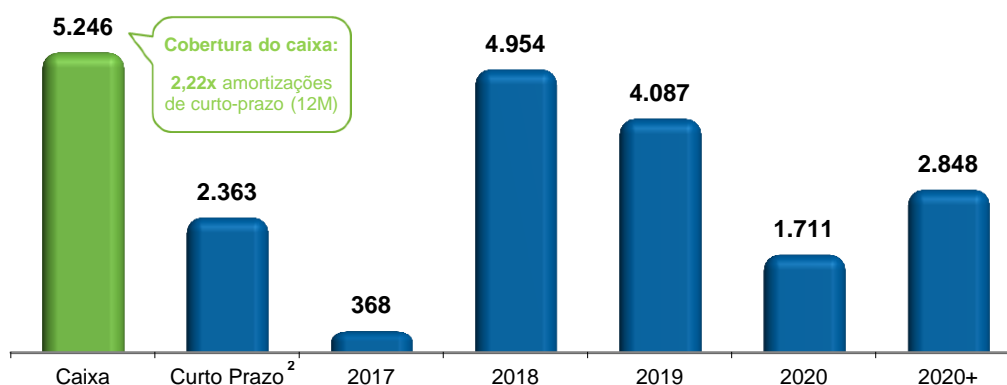
Comercialização e Serviços, Holding e Outros



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

Cronograma de amortização da dívida no critério *Pro Forma* (Set/16)¹



1) Considera apenas o principal da dívida, incluindo *hedge* e excluindo encargos (R\$ 435 milhões no 3T16). Para maiores informações, consultar tabela de conciliação abaixo;

2) Doze meses (outubro/2016 a setembro/2017);

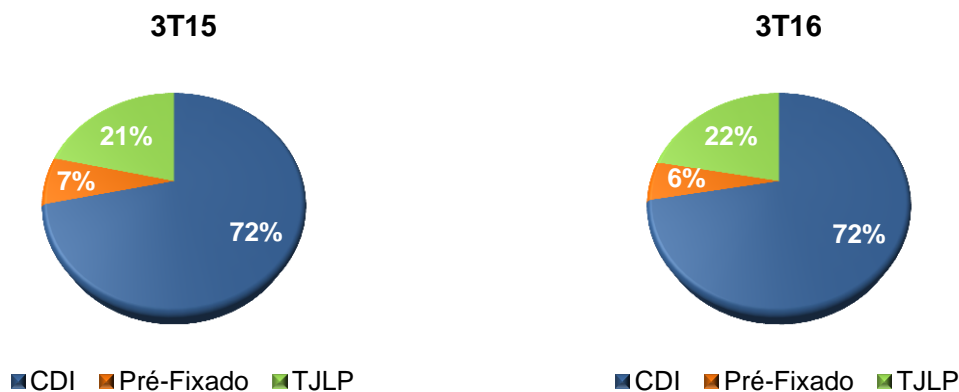
A posição de caixa ao final do 3T16 possuía índice de cobertura de **2,22x** das amortizações dos próximos 12 meses, sendo suficiente para honrar todos os compromissos de amortização até o início de 2018. O prazo médio de amortização, calculado a partir desse cronograma, é de **3,23 anos**.

| Dívida Financeira - 3T16 - <i>Pro-Forma</i> (R\$ Milhões) | | | | | | | | | | | | | |
|--|-------------|--------------|--------------|--------------|-------------|-------------|-------------|--------------|--------------|--------------|--------------|---------------|---------------|
| Tipo de Emissão | BNDES | | Instituições | | Outros | | Moeda | | 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 | |
| Distribuição | 354 | 1.095 | 121 | 365 | 3 | 8 | 93 | 4.190 | 414 | 1.832 | 985 | 7.489 | 8.474 |
| Geração - Convencional | 169 | 981 | - | 618 | 10 | 64 | 322 | 651 | 550 | 1.756 | 1.052 | 4.070 | 5.121 |
| Geração - Renováveis | 151 | 1.591 | - | - | 74 | 402 | - | - | 170 | 805 | 395 | 2.797 | 3.192 |
| Holder, C&S e O | 15 | 81 | 11 | 24 | 1 | - | 12 | 44 | - | - | 38 | 149 | 187 |
| Endividamento (Principal) | 689 | 3.748 | 132 | 1.006 | 87 | 473 | 428 | 4.885 | 1.133 | 4.392 | 2.470 | 14.504 | 16.974 |
| Encargos | | | | | | | | | | | 291 | 144 | 435 |
| <i>Hedge</i> | | | | | | | | | | | (107) | (535) | (642) |
| Dívida Financeira Incluindo <i>Hedge</i> | | | | | | | | | | | 2.654 | 14.113 | 16.767 |
| Participação sobre o total (%) | | | | | | | | | | | 15,8% | 84,2% | |
| Entidade de Previdência Privada | | | | | | | | | | | 9 | 857 | 866 |
| Total da Dívida (Incluindo Entidade de Previdência Privada) | | | | | | | | | | | 2.663 | 14.970 | 17.633 |
| Participação sobre o total (%) | | | | | | | | | | | 15,1% | 84,9% | |

Nota: O valor de R\$ 16.767 milhões da dívida *Pro-Forma* é apresentado na forma de contabilização da tesouraria. O valor apresentado nas demonstrações contábeis segue uma metodologia diferente. Para chegarmos no valor da dívida financeira no critério *covenant*, que foi de R\$ 16.685 milhões, é necessário subtrair R\$ 81 milhões relativo à contabilização de derivativos, marcação a mercado, gastos com emissões e captações.

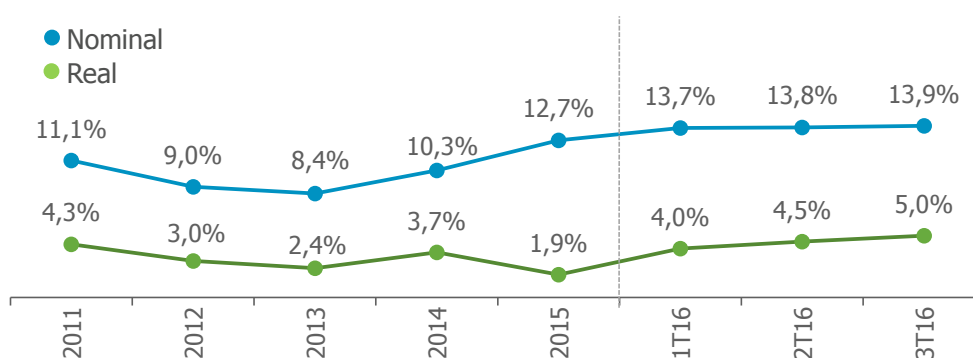
5.2.3) Indexação e Custo da Dívida no critério *Pro Forma*

Indexação¹ Pós-*Hedge*² no critério *Pro Forma* – 3T15 vs. 3T16



1) Considerando a consolidação proporcional da CPFL Renováveis, CERAN, BAESA, ENERCAN, Foz do Chapecó e EPASA;
 2) Para as dívidas atreladas à moeda estrangeira (32% do total), são contratadas operações de *swap*, que convertem a indexação para CDI. As dívidas atreladas à CDI passaram de 71,6% para 72,2% devido principalmente à captação de R\$ 550 milhões pela CPFL Geração através da Lei 4.131 em julho e setembro de 2016.

Custo da Dívida Bruta¹ 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 3T16, a Dívida Líquida *Pro forma* atingiu **R\$ 11.439 milhões**, uma queda de **16,7%** em relação à posição de dívida líquida no final do 3T15, que era de **R\$ 13.726 milhões**.

| Critério Covenant - R\$ Milhões | 3T16 | 3T15 | Var. |
|--|-----------------|-----------------|---------------|
| Dívida Financeira (incluindo <i>Hedge</i>) ¹ | (16.685) | (17.442) | -4,3% |
| (+) Disponibilidades | 5.246 | 3.716 | 41,2% |
| (=) Dívida Líquida | (11.439) | (13.726) | -16,7% |
| EBITDA Gerencial ² | 3.725 | 3.962 | -6,0% |
| Dívida Líquida / EBITDA | 3,07x | 3,46x | -0,39x |

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\$ 11.439 milhões** e o EBITDA ajustado dos últimos 12 meses atingiu **R\$ 3.725 milhões**, a relação Dívida Líquida ajustada / EBITDA ajustado ao final do 3T16 alcançou **3,07x**.

5.4) Ratings

No início de julho, a CPFL Energia informou ao mercado que a Camargo Correa S.A., seu maior controlador, havia recebido uma proposta de aquisição da sua participação pela companhia estatal chinesa *State Grid*. As agências de classificação de risco avaliaram a proposta como positiva, dada a qualidade de crédito da companhia chinesa, mas sem impactos imediatos nos *ratings* corporativo e das emissões da CPFL Energia. Abaixo estão listados os *ratings* e as perspectivas das agências.

| Ratings CPFL Energia - Escala Nacional | | | | | |
|--|--------------------|-----------|-----------|----------|----------|
| Agência | | 2013 | 2014 | 2015 | Atual |
| S&P Global Ratings | Rating | brAA+ | brAA+ | brAA | brAA- |
| | Perspectiva | Estável | Estável | Negativa | Negativa |
| FitchRatings | Rating | AA+ (bra) | AA+ (bra) | AA (bra) | AA (bra) |
| | Perspectiva | Estável | Estável | Estável | Negativa |

6) INVESTIMENTOS

6.1) Investimentos realizados

| Investimentos (IFRS - R\$ Milhões) | | | | | | |
|------------------------------------|------------|------------|---------------|--------------|------------|--------------|
| Segmento | 3T16 | 3T15 | Var. | 9M16 | 9M15 | Var. |
| Distribuição | 280 | 192 | 46,0% | 709 | 613 | 15,8% |
| Geração - Convencional | 8 | 1 | 594,6% | 12 | 3 | 355,6% |
| Geração - Renováveis | 315 | 12 | 2620,8% | 802 | 287 | 179,4% |
| Comercialização | 0 | 1 | -6,4% | 2 | 1 | 104,3% |
| Serviços e Outros ¹ | 6 | 14 | -54,0% | 34 | 28 | 22,3% |
| Total | 610 | 219 | 179,1% | 1.560 | 931 | 67,5% |
| Transmissão | 39 | 4 | 807,9% | 55 | 31 | 80,1% |
| Obrigações Especiais | 42 | 88 | -51,7% | 152 | 174 | -12,6% |

Nota:

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

No 3T16, foram realizados investimentos de R\$ 610 milhões, o que representa um aumento de 179,1% em relação ao 3T15. Complementarmente, houve um investimento de R\$ 39 milhões no trimestre relacionado à construção de linhas de transmissão da CPFL Transmissão Morro Agudo que, de acordo com o IFRIC 12, está registrado como “Ativos Financeiros de Concessão” (ativo não circulante). A CPFL Energia contabilizou também R\$ 42 milhões em Obrigações Especiais no trimestre entre outros itens financiados pelo consumidor.

Entre os investimentos da CPFL Energia no 3T16 destacamos os realizados nos seguintes segmentos:

(i) Distribuição:

- a. Ampliação e reforço do sistema elétrico;
- b. Melhorias na manutenção do sistema elétrico;
- c. Infraestrutura operacional;
- d. Modernização dos sistemas de suporte à gestão e operação;
- e. Serviços de atendimento aos clientes;
- f. Programas de pesquisa e desenvolvimento.

(ii) Geração:

- a. Principalmente nos Complexos Eólicos Campo dos Ventos e São Benedito;
- b. Complexo Eólico Pedra Cheirosa;
- c. PCH Mata Velha.

6.2) Investimentos projetados

Em agosto de 2016, a Assembleia Geral Extraordinária (AGE) aprovou a aquisição de 100% do capital social da RGE Sul (ex-AES Sul). Com o *closing* da operação, em 31/10/2016, a companhia atualizou suas projeções de investimento, tão somente adicionando os valores estimados de investimentos da RGE Sul nos últimos dois meses de 2016, e ao longo dos próximos quatro anos.

Projeção de Investimentos^{1,2}

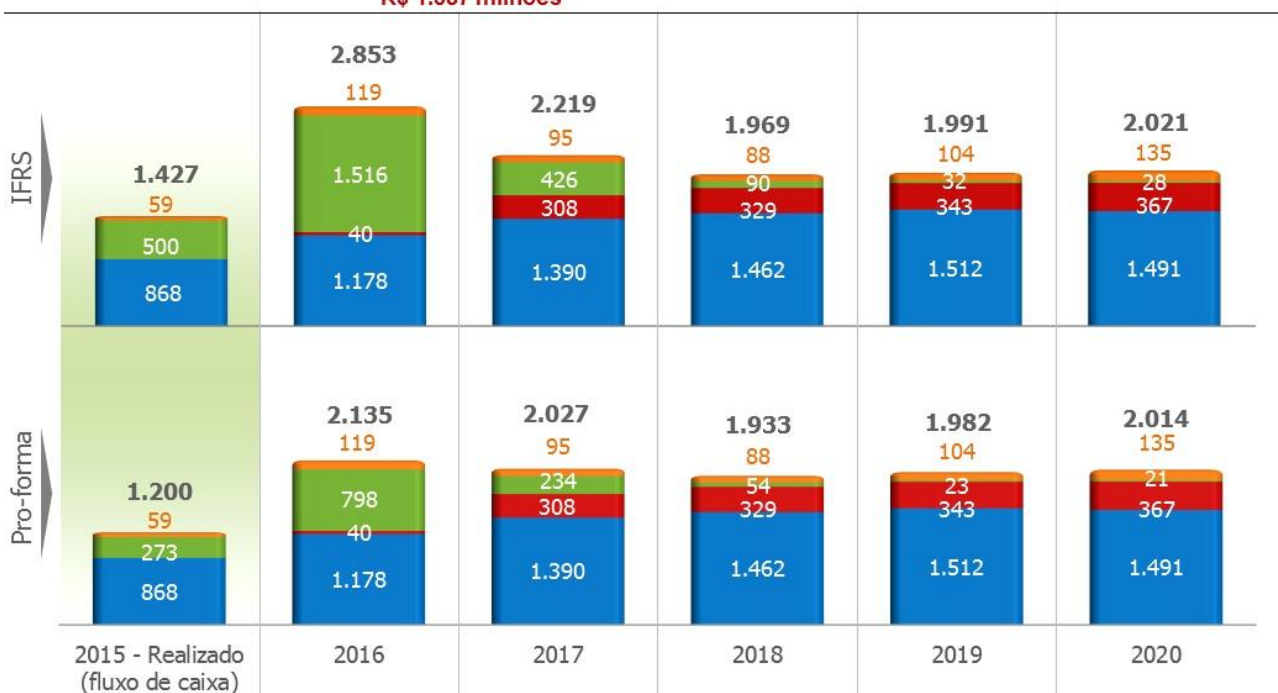
Total:
 R\$ 11.053 milhões³ (IFRS)
 R\$ 10.091 milhões⁴ (Pro-forma)

Distribuição⁵:
 R\$ 7.033 milhões

RGE Sul⁶:
 R\$ 1.387 milhões

Geração⁷:
 R\$ 2.092 milhões (IFRS)
 R\$ 1.130 milhões (Pro-forma)

Comercialização & Serviços:
 R\$ 541 milhões



Notas:

- 1) Moeda Constante;
- 2) A projeção de investimentos também está disponível no Formulário de Referência da RGE Sul, rerepresentado na data deste relatório; também estará disponível no Formulário de Referência da CPFL Energia quando da sua rerepresentação em data posterior;
- 3) Considera 100% de CPFL Renováveis e CERAN;
- 4) Considera a participação proporcional dos projetos;
- 5) Não leva em consideração as Obrigações Especiais (dentre outros itens financiados pelo consumidor);
- 6) Para 2016, considera apenas os meses de novembro e dezembro;
- 7) Convencional + Renováveis

7) MERCADO DE CAPITAIS

7.1) Desempenho das Ações

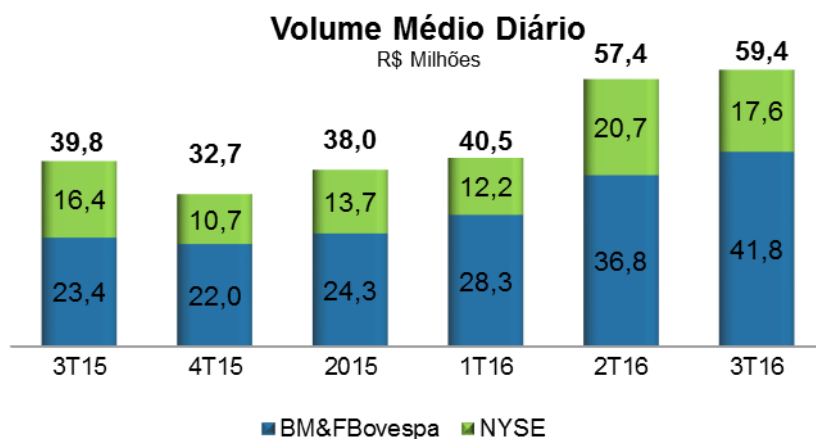
A CPFL Energia, com 31,9% (até 30 de setembro de 2016) de *free float*, tem suas ações negociadas na BM&FBOVESPA (Novo Mercado) e na NYSE (ADR Nível III), segmentos com os mais elevados níveis de governança corporativa.

| BM&FBovespa | | | | NYSE | | | |
|-----------------|--------------|--------------|--------------|-----------------|--------------|--------------|--------------|
| Data | CPFE3 | IEE | IBOV | Data | CPL | DJBr20 | Dow Jones |
| 30/09/2015 | R\$ 14,36 | 25.775 | 45.059 | 30/09/2015 | \$ 7,42 | 12.159 | 16.285 |
| 30/06/2016 | R\$ 20,59 | 30.786 | 51.526 | 30/06/2016 | \$ 12,86 | 15.996 | 17.930 |
| 30/09/2016 | R\$ 24,19 | 36.307 | 58.367 | 30/09/2016 | \$ 14,80 | 18.185 | 18.308 |
| Var. Tri | 17,5% | 17,9% | 13,3% | Var. Tri | 15,1% | 13,7% | 2,1% |
| Var. 12M | 68,5% | 40,9% | 29,5% | Var. 12M | 99,3% | 49,6% | 12,4% |

Em 30 de setembro de 2016, as ações da CPFL Energia fecharam em R\$ 24,19 por ação na BM&FBovespa e US\$ 14,80 por ADR na New York Stock Exchange, o que representou uma variação no trimestre de 17,5% e 15,1%, respectivamente. Em doze meses, a valorização da ação foi de 68,5% na BM&FBovespa e da ADR de 99,3% na NYSE.

7.2) Volume Médio Diário

O volume médio diário de negociação no 3T16 foi de R\$ 59,4 milhões, sendo R\$ 41,8 milhões na BM&FBovespa e R\$ 17,6 milhões na NYSE, representando um aumento de 49,2% em relação ao 3T15. O número de negócios realizados na BM&FBovespa, por sua vez, diminuiu 1,9%, passando de uma média diária de 6.135 negócios, no 3T15, para 6.020 negócios, no 3T16.



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

8) 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 2016, a CPFL completou 12 anos da abertura de seu capital na BM&FBovespa e na Bolsa de Valores de Nova York (“NYSE”). Com mais de 100 anos de atuação no Brasil, a Companhia possui ações listadas no Novo Mercado da BMF&Bovespa e ADRs Nível III da NYSE, segmentos de listagem diferenciados que reúne empresas que aderem às melhores práticas de governança corporativa. Todas as ações da CPFL são ordinárias, ou seja, dão direito de voto e os acionistas tem assegurado *Tag Along* de 100% em caso de alienação do controle acionário.

A Administração da CPFL é formada pelo Conselho de Administração (“Conselho”), órgão de deliberação, e pela Diretoria Estatutária, órgão executivo. O Conselho é responsável pelo direcionamento estratégico dos negócios da *holding* e das empresas controladas, sendo composto por 7 membros 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, Riscos e Sustentabilidade, Gestão de Pessoas e Partes Relacionadas), que apoiam nas decisões e acompanhamento de temas relevantes e estratégicos, como a gestão de pessoas e de riscos, sustentabilidade e o acompanhamento da auditoria interna, a análise das transações com Partes Relacionadas aos acionistas do bloco de controle e o tratamento das ocorrências registradas nos canais de denúncia e de conduta ética.

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

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

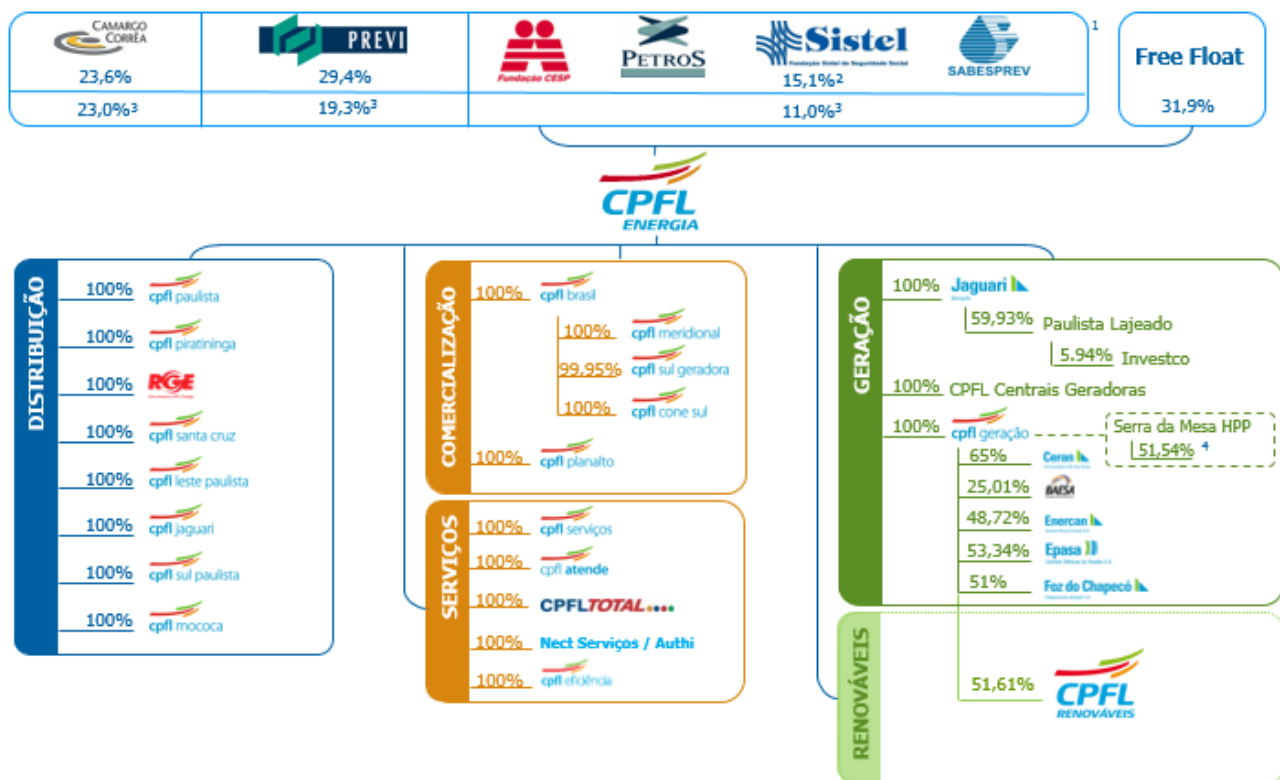
A composição da Diretoria Executiva, em linha com as diretrizes de governança, foi reformulada em maio de 2015. A alteração do Estatuto Social, aprovada na Assembleia Geral de Acionistas realizada dia 29 de abril de 2015, levou à criação de uma nova vice-presidência subordinada ao Diretor presidente, 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.

9) ESTRUTURA SOCIETÁRIA– 30/09/2016

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



Notas:

(1) Acionistas controladores;

(2) Inclui 0,2% de ações detidas pelo fundo de pensão Petros;

(3) % de ações vinculadas dos acionistas controladores;

(4) 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.

9.1) Transação State Grid

Em 2 de setembro de 2016, a CPFL Energia divulgou, por meio de Fato Relevante, que recebeu de seu acionista indireto Camargo Corrêa S.A. (“CCSA”), integrante do bloco de controle da CPFL Energia, uma correspondência, subscrita também pela State Grid International Development Limited (“State Grid”). Na correspondência, a CCSA e a State Grid informam sobre a assinatura, ocorrida naquela data, do Contrato de Aquisição de Ações (“*Share Purchase Agreement*”), entre CCSA (na qualidade de vendedora e garantidora), a ESC Energia S.A. (“ESC”) (na qualidade de vendedora), State Grid (na qualidade de garantidora) e State Grid Brazil Power Participacoes Ltda., subsidiária brasileira da State Grid (na qualidade de compradora) (“Compradora”). O *Share Purchase Agreement* regula: (i) a venda direta ou indireta (através da venda das ações da ESC à Compradora), de todas as 234.086.204 ações da CPFL Energia detidas pela ESC, as quais estão vinculadas ao Acordo de Acionistas da CPFL Energia celebrado em 22 de março de 2002 e respectivos Aditamentos (“Acordo de Acionistas”), e representam aproximadamente 23% do capital social da CPFL Energia (bem como as ações derivadas de bonificações distribuídas sobre ações vinculadas a partir de 1º de janeiro de 2016); e (ii) a venda direta de 5.869.876 ações de emissão da CPFL Energia detidas diretamente pela CCSA (recebidas como bonificação sobre as ações vinculadas descritas no item (i) acima em 29 de abril de 2016), representando aproximadamente 0,58% do capital social da CPFL Energia (“Transação”). O preço de aquisição

previsto no *Share Purchase Agreement* é de R\$ 25,00 (vinte e cinco reais) por ação da CPFL Energia, sujeito aos seguintes ajustes (“Preço por Ação”): (i) a soma de aproximadamente R\$ 0,001879503 (correspondente a 80% do lucro líquido por ação consolidado da CPFL Energia para o exercício fiscal encerrado em 31 de dezembro de 2015 (conforme reportado no Formulário 20-F da CPFL Energia, arquivado na Comissão de Valores Mobiliários dos Estados Unidos em 15 de abril de 2016), dividido por 366), por dia, a partir de 1º de janeiro de 2016 (inclusive) até (e inclusive) a data do fechamento da Transação e (ii) a subtração de qualquer montante por ação distribuído pela CPFL Energia a seus acionistas a título de dividendos ou outros proventos em dinheiro (ou declarados aos acionistas da CPFL Energia) a partir de 1º de janeiro de 2016 e até o fechamento da Transação (exceto pelo dividendo em dinheiro declarado em 29 de abril de 2016). O valor atribuído pela Compradora às ações da CPFL Energias Renováveis S.A., detidas direta ou indiretamente pela CPFL Energia, é de R\$ 3.168.935.347,80 (o que representa, nesta data, o preço de R\$ 12,20 por ação da CPFL Energias Renováveis S.A.).

Em 22 de setembro de 2016, a CPFL Energia divulgou, por meio de Fato Relevante, que, naquela data, foi publicado no Diário Oficial da União decisão do Superintendente Geral do Conselho Administrativo de Defesa Econômica - CADE, pela aprovação sem restrições do Ato de Concentração nº 08700.006319/2016-39, autorizando-se (i) a alienação das ações detidas pela Camargo Corrêa S.A. e ESC Energia S.A. à State Grid Brazil Power Participações Ltda. (“State Grid”), subsidiária brasileira da State Grid International Development Limited, bem como (ii) a potencial aquisição das ações detidas pelos demais acionistas signatários do Acordo de Acionistas da Companhia, Energia São Paulo Fundo de Investimento em Ações, Bonaire Participações S.A. e BB Carteira Livre I Fundo de Investimento em Ações (veículo da Caixa de Previdência dos Funcionários do Banco do Brasil – Previ), na hipótese de exercício do direito de venda conjunta (*tag along*), e (iii) o possível lançamento de uma oferta pública de aquisição das ações em circulação da CPFL Energia, caso ocorra a alienação de uma quantidade suficiente de ações de emissão da CPFL Energia, nos termos da legislação aplicável.

Em 23 de setembro de 2016, a CPFL Energia divulgou, por meio de Fato Relevante, que o Presidente do seu Conselho de Administração recebeu, naquela data, de seu acionista Caixa de Previdência dos Funcionários do Banco do Brasil – Previ (“Previ”), integrante do bloco de controle da CPFL Energia, uma carta informando o exercício do direito de venda conjunta (*tag along*) previsto no Acordo de Acionistas, a fim de alienar em conjunto com a ESC Energia S.A. e Camargo Corrêa S.A. a totalidade de sua participação acionária vinculada ao Acordo de Acionistas da Companhia à State Grid Brazil Power Participações Ltda., subsidiária da State Grid International Development Limited. Na carta, a Previ, na qualidade de signatária do Acordo de Acionistas da CPFL Energia, detentora de 196.276.558 ações ordinárias vinculadas ao referido Acordo, representando 19,28% do capital total da CPFL Energia, veio, por meio dos seus representantes legais, nos comunicar que, tendo em vista a correspondência encaminhada pelo presidente do Conselho de Administração da CPFL Energia, datada de 2 de setembro de 2016, a qual deu conhecimento do contrato de compra e venda celebrado em 2 de setembro de 2016 entre a Camargo Corrêa S.A. e a State Grid Brazil Power Participações Ltda. (“SPA”), bem como o disposto na cláusula 11.4 do Acordo de Acionistas da CPFL Energia, a Previ exerceu o direito de venda conjunta (*tag-along*), de todas as ações vinculadas ao Acordo de Acionistas e das ações bonificadas oriundas do referido Acordo.

Em 28 de setembro de 2016, a CPFL Energia divulgou, por meio de dois Fatos Relevantes, que o Presidente do seu Conselho de Administração recebeu, naquela data, de seu acionista Energia São Paulo Fundo de Investimento em Ações (“Energia SP FIA”), integrante do bloco de controle da CPFL Energia, uma carta em que formaliza o exercício do direito de venda conjunta (*tag along*) previsto no Acordo de Acionistas, a fim de alienar em conjunto com a ESC Energia S.A. e Camargo Corrêa S.A. a totalidade de sua participação acionária vinculada ao Acordo de Acionistas da Companhia à State Grid Brazil Power Participações Ltda., subsidiária da State Grid International Development Limited (“State Grid”). Na carta, o Energia SP FIA, Bonaire Participações S.A., Fundação Cesp, Fundação Sistel de Seguridade Social, Fundação Petrobras de Seguridade Social - Petros e Fundação Sabesp de Seguridade Social – SABESPREV vieram, por meio da presente e em resposta à “Notificação acerca de Transferência de Ações” enviada

pela Camargo Corrêa S.A. em 2 de setembro de 2016, manifestar de forma irrevogável e irretratável, o exercício do direito de venda conjunta (*tag along*) nos termos da Cláusula 11.4 (III) do Acordo de Acionistas da CPFL, para alienar a totalidade das suas ações no capital da CPFL vinculadas ao Acordo de Acionistas da Companhia, bem como ações bonificadas em razão da titularidade das ações vinculadas em questão. Registre-se que os ora signatários são titulares e legítimos detentores (diretos e/ou indiretos) de 112.196.990 ações ordinárias vinculadas ao referido Acordo de Acionistas e 2.813.417 ações ordinárias bonificadas não vinculadas ao referido acordo, as quais serão alienadas para State Grid Brazil Power Participações Ltda., mediante adesão dos signatários ao *Share Purchase Agreement* (Contrato de Compra e Venda de Ações) celebrado entre State Grid International Development Limited, State Grid Brazil Power Participações Ltda., ESC Energia S.A. e Camargo Corrêa S.A., em 2 de setembro de 2016, nos termos da cláusula 10.2 do *Share Purchase Agreement*.

Reiteramos que a efetiva conclusão da operação segue sujeita à aprovação pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL.

9.2) RGE Sul³

Desde 1 novembro de 2016, a CPFL Energia controla a distribuidora de energia AES Sul, que passou a ser denominada RGE Sul. Os números da RGE Sul não foram ainda consolidados nos resultados da CPFL Energia no 3T16.

Conforme Fato Relevante divulgado no dia 31 de outubro de 2016, a aquisição, pela CPFL Jaguariúna Participações Ltda. (“CPFL Jaguariúna”), de todas as ações do capital social da AES Sul Distribuidora Gaúcha de Energia S.A. (“AES Sul”) detidas pela AES Guaíba II Empreendimentos Ltda. (“AES Guaíba”) foi concluída nesta data (“Transação”).

O fechamento da Transação foi precedido pelo cumprimento das condições precedentes necessárias conforme previsto no contrato de compra e venda de ações celebrado em 15 de junho de 2016 entre a AES Guaíba, CPFL Jaguariúna, CPFL Energia e The AES Corporation e respectivos aditamentos.

O preço total pago pela CPFL Jaguariúna à AES Guaíba foi de R\$ 1.403.000.000,00 (um bilhão, quatrocentos e três milhões de reais), acrescido de R\$ 295.455.000,00 (duzentos e noventa e cinco milhões, quatrocentos e cinquenta e cinco mil reais) relativos a um aumento de capital da AES Sul subscrito pela AES Guaíba em 26 de fevereiro de 2016, somando um total de R\$ 1.698.455.000,00 (um bilhão, seiscentos e noventa e oito milhões, quatrocentos e cinquenta e cinco mil reais) (“Preço de Aquisição”). O Preço de Aquisição será ajustado em até 45 (quarenta e cinco) dias contados a partir da presente data com base em determinadas variações de capital de giro e dívida líquida.

Perfil da RGE Sul

A RGE Sul atende a uma área de concessão com 99.512 km², por meio de 65 mil km de redes de distribuição e 60 subestações.

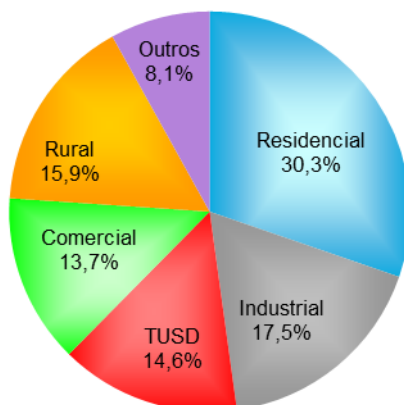
Na sua região de atuação, são 1,3 milhão de clientes, que em 2015 consumiram 8.864 GWh. As vendas para o mercado cativo totalizaram 7.808 GWh, enquanto o volume faturado por meio da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) foi de 1.056 GWh.

Nos 9M16, o consumo total da área de concessão foi de 6.697 GWh, uma queda de 2,2% em relação ao mesmo período de 2015. As vendas no mercado cativo totalizaram 5.722 GWh

³ Fontes: Demonstrações Contábeis Regulatórias 2015, 3º ITR 2016 e Aneel.

enquanto o volume faturado por meio da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) foi de 975 GWh.

Participação de cada Classe nas Vendas na Área de Concessão – 9M16 | GWh



Algumas características da área de concessão:

- Atende a Região Metropolitana de Porto Alegre (exclui a capital): 50% do mercado e 60% dos clientes
- Presença do polo petroquímico de Triunfo
- Presença forte de agropecuária com participação de safras relevantes para o mercado interno (arroz) e externo (soja)
- Municípios relevantes: Canoas, Novo Hamburgo, São Leopoldo, Sapucaia do Sul, Uruguaiana (34% da população)

Com a incorporação da RGE Sul, a CPFL Energia passa a atender 382 dos 497 municípios do Rio Grande do Sul. Com isso, irá totalizar 65% do mercado no estado do Rio Grande do Sul.

A CPFL Energia segue líder no segmento de distribuição com 14,3% de *market share* por meio de suas 9 distribuidoras, que juntas atendem 679 municípios e 9,1 milhões de clientes nos estados de São Paulo, Rio Grande do Sul, Paraná e Minas Gerais.

Abaixo, alguns indicadores que evidenciam a relevância do novo ativo para o grupo CPFL Energia:

| | Antes da AES Sul | AES Sul | Depois da AES Sul | Varição |
|--|---------------------|------------|----------------------|------------------|
| Municípios (nº) | 561 | 118 | 679 | 21% |
| Área de Concessão (mil km ²) | 204 | 100 | 304 | 49% |
| Rede de Distribuição (mil km) | 247 | 65 | 312 | 26% |
| Clientes (milhões) | 7,8 | 1,3 | 9,1 | 17% |
| Vendas na Área de Concessão (GWh) | 58 | 9 | 67 | 16% |
| Market Share (%) | 12,4 | 1,9 | 14,3 | +1,9 p.p. |
| Presença nos Municípios do RS (%) | 53 | 24 | 77 | +24 p.p. |
| Municípios no IFDM ⁽¹⁾ | 42 em 100 | 5 | 47 em 100 | 12% |

(1) Índice FIRJAN de Desenvolvimento Municipal - Ranking baseado em critérios de qualidade de vida: i) Emprego e Renda; (ii) Educação e (iii) Saúde

Aspectos regulatórios

A concessão da RGE Sul se encerra em 6/11/2027 e a próxima revisão tarifária, que ocorre a cada 5 anos, ocorrerá em abril/2018, quando será aplicada a metodologia do 4º ciclo de Revisão Tarifária.

Para o ciclo atual, em vigor desde abril de 2013, foram considerados os valores abaixo:

| 4º Ciclo de Revisão Tarifária Data | RGE Sul abr/13 |
|---|---------------------|
| Descrição | Valor (R\$ Milhões) |
| Base de Remuneração Bruta (A) | 2.503 |
| Taxa de Depreciação (B) | 3,71% |
| QRR (C = A x B) | 93 |
| Base de Remuneração Líquida (D) ¹ | 1.489 |
| WACC antes dos impostos (E) | 11,36% |
| Remuneração do Capital (F = D x E) | 160 |
| EBITDA Regulatório (G = C + F) | 253 |
| OPEX = CAOM ² + CAIMI ³ (H) | 318 |
| Parcela B (I = G + H) | 572 |
| Índice de Produtividade da Parcela B (J) | 1,12% |
| Parcela B com ajustes (K = I* (1 - J)) | 563 |
| Outras Receitas (L) | 20 |
| Parcela B Ajustada (M = K - L) | 542 |
| Parcela A (N) | 1.516 |
| Receita Requerida (O = M+ N) | 2.058 |

Notas

(1) Inclui R\$ 95 milhões em RGR PLPT / Demais investimentos, com remuneração diferenciada (abaixo do WACC)

(2) Custo de Administração, Operação e Manutenção;

(3) Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis.

Reajuste tarifário

Em 12 de abril de 2016, por meio da Resolução Homologatória nº 1.059, a ANEEL autorizou um reajuste tarifário médio de +3,94%, sendo -1,89% relativos ao Reajuste Tarifário e +5,83% referentes aos componentes financeiros externos ao Reajuste Tarifário, correspondendo a um

efeito médio de -0,34% a ser percebido pelos consumidores. As novas tarifas entraram em vigor em 19 de abril de 2016.

Desempenho Econômico-Financeiro

| DRE - RGE Sul (R\$ Milhões) | | | |
|------------------------------------|--------------|--------------|---------------|
| | 9M16 | 9M15 | Var. |
| Receita Operacional Bruta | 3.844 | 4.240 | -9,3% |
| Receita Operacional Líquida | 2.111 | 2.495 | -15,4% |
| Custo com Energia Elétrica | (1.378) | (1.845) | -25,3% |
| Custos e Despesas Operacionais | (680) | (554) | 22,9% |
| Resultado do Serviço | 53 | 97 | -45,9% |
| EBITDA | 157 | 195 | -19,3% |
| Resultado Financeiro | (102) | (80) | 27,4% |
| Lucro Antes da Tributação | (50) | 17 | - |
| Lucro Líquido | (34) | 10 | - |

Receita Operacional

Nos 9M16, a receita operacional bruta atingiu R\$ 3.844 milhões, representando uma redução de 9,3% (R\$ 396 milhões). A receita operacional líquida foi de R\$ 2.111 milhões, representando uma queda de 15,4% (R\$ 384 milhões).

EBITDA

Nos 9M16, o EBITDA foi de R\$ 157 milhões, comparado a R\$ 195 milhões nos 9M15, uma queda de 19,3%.

Lucro Líquido

Nos 9M16, o prejuízo líquido foi de R\$ 34 milhões, comparado a um lucro líquido de R\$ 10 milhões nos 9M15.

Saldo de ativos e passivos financeiros setoriais

O saldo de ativos e passivos financeiros setoriais em 30 de setembro de 2016 era um passivo de R\$ 71 milhões.

Endividamento

Como parte de processo de incorporação da nova companhia ao grupo CPFL Energia, foi realizada a quitação das antigas dívidas detidas pela AES Sul e a substituição por uma emissão de debêntures no valor de R\$ 1,1 bilhão (4ª emissão). Essa nova dívida tem custo de 114,5% do CDI e prazo de 4 anos.

Além disso, para fazer frente à aquisição, duas novas dívidas foram emitidas pelo grupo CPFL

Energia: (i) emissão de debêntures na CPFL Energia, no valor de R\$ 620 milhões; e (ii) emissão de debêntures na CPFL Brasil (R\$ 400 milhões). Ambas têm custo de 114,5% do CDI e prazo de 4 anos.

Para mais detalhes sobre o Endividamento da CPFL Energia, ver seção 5 – Endividamento.

Investimentos

Para o período 2016-2020, a RGE Sul, sob comando da CPFL Energia, pretende investir R\$ 1.387 milhões.

Para mais detalhes, ver seção 6.2 – Investimentos projetados.

10) DESEMPENHO DOS SEGMENTOS DE NEGÓCIO

10.1) Segmento de Distribuição

10.1.1) Desempenho Econômico-Financeiro

| DRE Consolidado - Distribuição (Pro-forma - R\$ Milhões) | | | | | | |
|--|--------------|--------------|---------------|--------------|---------------|---------------|
| | 3T16 | 3T15 | Var. | 9M16 | 9M15 | Var. |
| Receita Operacional Bruta (IFRS)⁽¹⁾ | 5.739 | 7.382 | -22,3% | 17.995 | 21.632 | -16,8% |
| Receita Operacional Líquida (IFRS)⁽¹⁾ | 3.265 | 3.802 | -14,1% | 9.718 | 12.745 | -23,8% |
| Custo com Energia Elétrica | (2.387) | (2.809) | -15,1% | (6.931) | (9.250) | -25,1% |
| Custos e Despesas Operacionais | (919) | (797) | 15,3% | (2.670) | (2.448) | 9,0% |
| Resultado do Serviço | 259 | 444 | -41,7% | 899 | 1.047 | -14,1% |
| EBITDA (IFRS)⁽²⁾ | 386 | 561 | -31,3% | 1.275 | 1.405 | -9,2% |
| EBITDA Gerencial⁽³⁾ | 388 | 443 | -12,3% | 1.309 | 1.308 | 0,1% |
| Resultado Financeiro | (151) | (125) | 20,4% | (156) | (254) | -38,8% |
| Lucro Antes da Tributação | 108 | 318 | -66,1% | 743 | 793 | -6,2% |
| Lucro Líquido (IFRS) | 64 | 201 | -68,2% | 469 | 511 | -8,4% |
| Lucro Líquido Gerencial⁽⁴⁾ | 64 | 201 | -68,2% | 469 | 564 | -16,9% |

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 3T16, comparado a um efeito positivo de R\$ 119 milhões no 3T15);
- (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 11.12.

10.1.1.1) 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 3T16, foi contabilizado um total de **passivos financeiros setoriais** no montante de R\$ 558 milhões, comparado a um total de **ativos financeiros setoriais** no montante de R\$ 728 milhões no 3T15, uma variação de R\$ 1.286 milhões. Em 30 de setembro de 2016, o saldo destes ativos e passivos financeiros setoriais era negativo em R\$ 435 milhões (R\$ 388 milhões, desconsiderando as obrigações especiais contabilizadas conforme metodologia do 4º Ciclo de Revisão Tarifária), comparado a um saldo positivo de R\$ 130 milhões (R\$ 170 milhões, desconsiderando as obrigações especiais contabilizadas conforme metodologia do 4º Ciclo de Revisão Tarifária) em 30 de junho de 2016.

10.1.1.2) 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 (IFRS)

atingiu R\$ 5.739 milhões no 3T16, uma redução de 22,3% (R\$ 1.643 milhões), devido aos seguintes fatores:

- Variação de R\$ 1.286 milhões nos Ativos e Passivos Financeiros Setoriais, passando de um ativo de R\$ 728 milhões no 3T15 para um passivo de R\$ 558 milhões no 3T16;
- Redução de 10,3% (R\$ 647 milhões) na receita com venda de energia (cativo + clientes livres), em decorrência da adoção da bandeira verde em substituição à bandeira vermelha aplicada no 3T15 e da redução de 2,1% no volume de vendas na área de concessão, a despeito do reajuste tarifário médio positivo das distribuidoras no período entre 3T15 e 3T16 (em virtude dos reajustes tarifários anuais);

Parcialmente compensada por:

- Aumento de 70,8% (R\$ 178 milhões) nos subsídios tarifários (aporte de CDE), principalmente devido ao desconto concedido aos clientes associados da ABRACE, que obtiveram liminar que desobrigou o pagamento de itens específicos da CDE⁴;
- Aumento de 210,6% (R\$ 107 milhões) em Energia Elétrica de Curto Prazo;
- Aumento de 6,5% (R\$ 4 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\$ 5.741 milhões, uma redução de 20,8% (R\$ 1.510 milhões) em relação ao 3T15.

As deduções da receita operacional bruta foram de R\$ 2.474 milhões no 3T16, representando uma queda de 30,9% (R\$ 1.106 milhões), devido às seguintes reduções:

- de 100,0% na contabilização das bandeiras tarifárias homologadas pela CCEE (R\$ 501 milhões);
- de 32,7% na CDE (R\$ 383 milhões), devido à adoção das novas cotas de CDE (Uso e Energia), em valores menores que os observados no ano de 2015, parcialmente compensada pela inclusão da CDE para cobrir os empréstimos da conta ACR desde o evento tarifário de 2015 de cada distribuidora;
- de 22,5% no PIS e Cofins (R\$ 154 milhões);
- de 6,4% no ICMS (R\$ 74 milhões);
- de 11,7% no Programa de P&D e Eficiência Energética (R\$ 4 milhões);
- de 3,0% em outros encargos (R\$ 0,1 milhão);

Parcialmente compensados pelo aumento:

- de 46,3% no PROINFA (R\$ 10 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\$ 3.265 milhões no 3T16, representando uma redução de 14,1% (R\$ 537 milhões). A receita operacional líquida gerencial, que expurga a variação cambial de Itaipu, alcançou R\$ 3.268 milhões, uma redução de 11,3% (R\$ 416 milhões).

⁴ O Despacho Aneel nº 1.576/2016 determinou que as distribuidoras deduzissem o total dos efeitos das liminares do pagamento das cotas mensais da CDE. Assim, foi registrada uma receita na rubrica "Aporte CDE" com contrapartida na rubrica "contas a receber - Eletrobrás", no valor de R\$ 186 milhões.

10.1.1.3) 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\$ 2.387 milhões no 3T16, representando uma redução de 15,1% (R\$ 423 milhões):

- O **custo da energia comprada** para revenda atingiu R\$ 2.108 milhões no 3T16, o que representa uma redução de 11,5% (R\$ 274 milhões), devido aos seguintes fatores:
 - (i) Redução de 41,4% (R\$ 326 milhões) no custo com energia de **Itaipu**, decorrente da redução de 40,8% no preço médio de compra (de R\$ 305,77/MWh no 3T15 para R\$ 180,93/MWh no 3T16) e da redução de 0,9% (23 GWh) na quantidade de energia comprada;
 - (ii) Redução de 40,6% (R\$ 44 milhões) no custo com **energia de curto prazo e Proinfa**, decorrente principalmente das reduções de 70,9% na quantidade de energia comprada (294 GWh) e do PLD médio (de R\$ 204,07/MWh no 3T15 para R\$ 116,01/MWh no 3T16, no submercado Sudeste/Centro-Oeste, e de R\$ 192,70/MWh no 3T15 para R\$ 112,05/MWh no 3T16, no submercado Sul), parcialmente compensadas pelo aumento de 15,0% no preço médio de compra (de R\$ 268,07/MWh no 3T15 para R\$ 308,22/MWh no 3T16);

Parcialmente compensado por:

- (iii) Aumento de 4,0% (R\$ 68 milhões) no custo com energia adquirida no ambiente regulado e **contratos bilaterais**, devido ao aumento de 15,2% (1.365 GWh) na quantidade de energia comprada, a despeito da redução de 9,7% no preço médio de compra (de R\$ 191,87/MWh no 3T15 para R\$ 173,21/MWh no 3T16);
- (iv) Redução de 11,5% (R\$ 28 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\$ 278 milhões no 3T16, o que representa uma redução de 34,9% (R\$ 149 milhões), devido aos seguintes fatores:

- (i) Redução de 94,2% nos encargos de energia de reserva – **EER** (R\$ 90 milhões);
- (ii) Redução de 47,4% nos encargos de serviço de sistema – **ESS** (R\$ 76 milhões), em função da redução do PLD;

Parcialmente compensados por:

- (iii) Redução de 34,9% (R\$ 15 milhões) nos créditos de **PIS e Cofins** (reduzidor de custo), gerados a partir dos encargos;
- (iv) Aumento de 1,1% (R\$ 2 milhões) nos encargos de **rede básica, conexão, uso do sistema de distribuição e transporte de Itaipu**.

10.1.1.4) Custos e Despesas Operacionais

Os custos e despesas operacionais atingiram R\$ 919 milhões no 3T16, comparado a R\$ 797 milhões no 3T15, um aumento de 15,3% (R\$ 122 milhões), decorrente dos seguintes fatores:

- (i) Aumento de 13,1% no **PMSO** (R\$ 54 milhões), que atingiu R\$ 470 milhões no 3T16, comparado a R\$ 415 milhões no 3T15. Tal variação decorre dos seguintes fatores, conforme a tabela abaixo:

| PMSO Reportado (R\$ milhões) | | | | |
|-------------------------------------|----------------|----------------|---------------|---------------|
| | 3T16 | 3T15 | Variação | |
| | | | R\$ MM | % |
| PMSO Reportado (IFRS) | | | | |
| Pessoal | (167,3) | (163,4) | (3,9) | 2,4% |
| Material | (32,6) | (26,2) | (6,4) | 24,6% |
| Serviços de Terceiros | (163,6) | (133,4) | (30,2) | 22,7% |
| Outros Custos/Despesas Operacionais | (106,2) | (92,3) | (13,9) | 15,0% |
| <i>PDD</i> | <i>(32,5)</i> | <i>(31,3)</i> | <i>(1,3)</i> | <i>4,0%</i> |
| <i>Despesas Legais e Judiciais</i> | <i>(28,7)</i> | <i>(41,2)</i> | <i>12,5</i> | <i>-30,4%</i> |
| <i>Outros</i> | <i>(44,9)</i> | <i>(19,8)</i> | <i>(25,2)</i> | <i>127,1%</i> |
| Total PMSO Reportado (IFRS) | (469,7) | (415,3) | (54,4) | 13,1% |

(i.1) Gastos com pessoal, que registraram aumento de 2,4% (R\$ 4 milhões), devido principalmente aos efeitos do acordo coletivo de trabalho (R\$ 13 milhões, parcialmente compensado pela reversão relativa à provisão de passivo assumido pelas patrocinadoras da Fundação Cesp, em função de questionamento sobre retenção de INSS relativo a cooperativas médicas (R\$ 6 milhões);

(i.2) Gastos com material, que registraram aumento de 24,6% (R\$ 6 milhões), devido principalmente à reposição de materiais para manutenção de linhas e redes (R\$ 4 milhões) e manutenção de frota (R\$ 2 milhões);

(i.3) Gastos com serviços de terceiros, que registraram aumento de 22,7% (R\$ 30 milhões), devido principalmente ao aumento nas ações de cobrança (R\$ 7 milhões), poda de árvores (R\$ 5 milhões), manutenção do sistema elétrico (R\$ 3 milhões), leitura de medidores e uso (R\$ 3 milhões), e outros serviços terceirizados - serviços de auditoria e consultoria, manutenção de hardware/software, entrega e cobrança de fatura, *call center*, manutenção e conservação de edificações (R\$ 12 milhões);

(i.4) Outros custos/despesas operacionais, que registraram um aumento de 15,0% (R\$ 14 milhões), devido principalmente aos seguintes fatores:

- Recuperação de despesas de INSS registrada no 3T15 (R\$ 13 milhões)
- Aumento em despesas com perdas na alienação e desativação de ativos (R\$ 4 milhões);
- Aumento de 4,0% (R\$ 1 milhão) na provisão para créditos de liquidação duvidosa, em virtude do cenário econômico atual;
- Gastos com publicidade e propaganda (R\$ 1 milhão);
- Multas regulatórias - DIC, FIC, DMIC e DICRI (R\$ 1 milhão);
- Outros efeitos (R\$ 7 milhões);
- Redução de 30,4% em despesas legais e judiciais (R\$ 13 milhões);

- (ii) Aumento de 20,8% (R\$ 52 milhões) no **custo com construção da infraestrutura** da concessão. Esse item, que atingiu R\$ 299 milhões no 3T16, não afeta o resultado, pois tem sua contrapartida na “receita operacional”;
- (iii) Aumento de 42,5% (R\$ 7 milhões) no item **Entidade de Previdência Privada**, devido à atualização do laudo atuarial;
- (iv) Aumento de 7,3% (R\$ 8 milhões) no item **Depreciação e Amortização**.
- (v) Aumento de 18,0% (R\$ 1 milhão) no item **Amortização do Intangível da Concessão**

10.1.1.5) EBITDA

O **EBITDA (IFRS)** totalizou R\$ 386 milhões no 3T16, registrando uma redução de 31,3% (R\$ 176 milhões). O **EBITDA gerencial**, que desconsidera efeitos não recorrentes e a variação cambial de Itaipu, alcançou R\$ 388 milhões, o que representa uma queda de 12,3% (R\$ 54 milhões).

| Conciliação do EBITDA - IFRS x Gerencial (R\$ milhões) | | | |
|--|------|-------|--------|
| | 3T16 | 3T15 | Var. |
| EBITDA - IFRS (A) | 386 | 561 | -31,3% |
| Variação cambial de Itaipu (B) | 3 | (119) | |
| EBITDA Gerencial (A + B + C) | 388 | 443 | -12,3% |

10.1.1.6) Resultado Financeiro

No 3T16, o resultado financeiro líquido (IFRS) registrou uma despesa financeira líquida de R\$ 151 milhões, comparada a uma despesa financeira líquida de R\$ 125 milhões no 3T15. Já o resultado financeiro líquido gerencial, que desconsidera os efeitos da variação cambial de Itaipu, teve uma despesa financeira líquida de R\$ 154 milhões no 3T16, comparada a uma despesa financeira líquida de R\$ 7 milhões no 3T15.

| Resultado Financeiro (IFRS - R\$ Milhões) | | | |
|---|--------------|--------------|--------------|
| | 3T16 | 3T15 | Var. |
| Receitas | 234 | 302 | -22,6% |
| Despesas | (385) | (427) | -10,0% |
| Resultado Financeiro | (151) | (125) | 20,4% |

| Resultado Financeiro (Gerencial - R\$ Milhões) | | | |
|--|------------|------------|---------------|
| | 3T16 | 3T15 | Var. |
| Receitas | | | |
| Rendas de aplicações financeiras | 103 | 28 | 269,7% |
| Acréscimos e multas moratórias | 56 | 55 | 0,6% |
| Atualização de créditos fiscais | 6 | 1 | 421,3% |
| Atualização de depósitos judiciais | 9 | 23 | -61,2% |
| Atualizações monetárias e cambiais | 27 | 25 | 6,7% |
| Ajuste de expectativa de fluxo de caixa | 49 | 125 | -60,6% |
| Deságio na aquisição de crédito de ICMS | 2 | 2 | -3,8% |
| Atualização do ativo financeiro setorial | (6) | 55 | - |
| PIS e COFINS - sobre receitas financeiras | (18) | (16) | 13,1% |
| Outros | 7 | 4 | 78,5% |
| Total | 234 | 302 | -22,6% |

| | | | |
|---|--------------|--------------|--------------|
| Despesas | | | |
| Encargos de dívidas | (169) | (170) | -0,4% |
| Atualizações monetárias e cambiais* | (181) | (111) | 62,7% |
| (-) Juros capitalizados | 3 | 3 | 21,2% |
| Atualizações de passivo financeiro setorial | (1) | 0 | - |
| Outros | (39) | (31) | 27,5% |
| Total | (387) | (309) | 25,4% |

| | | | |
|-----------------------------|--------------|------------|----------------|
| Resultado Financeiro | (154) | (7) | 2156,5% |
|-----------------------------|--------------|------------|----------------|

Nota: O efeito da variação cambial de Itaipu foi positivo em R\$ 3 milhões no 3T16 e negativo em R\$ 119 milhões no 3T15.

Os itens que explicam essa variação são:

- Receita Financeira: em IFRS, redução de 22,6% (R\$ 68 milhões), passando de R\$ 302 milhões no 3T15 para R\$ 234 milhões no 3T16, devido principalmente aos seguintes fatores:
 - (i) Redução de 60,6% (R\$ 76 milhões) no ajuste de expectativa de fluxo de caixa (atualização monetária do **ativo financeiro da concessão**), devido a: (a) a aplicação do 4º Ciclo da Revisão Tarifária Periódica da CPFL Piratininga, no 3T15, quando a recomposição de sua Base de Remuneração impactou positivamente em R\$ 72 milhões; (b) queda no índice de inflação (IGP-M de 1,70% no 3T15 vs IPCA de 1,31% no 3T16)⁵, e (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)⁶;
 - (ii) Redução de R\$ 61 milhões na **atualização do ativo financeiro setorial**, passando de uma receita de R\$ 55 milhões no 3T15 para uma despesa de R\$ 6 milhões no 3T16;
 - (iii) Redução de 61,2% (R\$ 14 milhões) na atualização de **depósitos judiciais**;
 - (iv) Aumento de 13,1% no **PIS e Cofins** sobre receita financeira (R\$ 2 milhões);Parcialmente compensados por:
 - (v) Aumento de 269,7% (R\$ 75 milhões) nas **rendas de aplicações financeiras**, em virtude dos aumentos no saldo médio de aplicações;
 - (vi) Aumento de 421,5% na atualização de **créditos fiscais** (R\$ 5 milhões);
 - (vii) Aumento de R\$ 3 milhões em **outras receitas financeiras**;
 - (viii) Aumento de 6,7% (R\$ 2 milhões) em **atualizações monetárias e cambiais**, devido ao: (a) aumento de R\$ 4 milhões nas receitas de multas, juros e atualização monetária relativas aos parcelamentos efetuados com consumidores; parcialmente compensado pela (b) redução de R\$ 2 milhões na atualização do saldo dos subsídios tarifários, conforme determinação da Aneel;
 - (ix) Aumento de 0,6% nos **acréscimos e multas moratórias** (R\$ 0,3 milhão);
- Despesa Financeira: em IFRS, redução de 10,0% (R\$ 43 milhões), passando de R\$ 427 milhões no 3T15 para R\$ 385 milhões no 3T16. Na visão gerencial, que expurga os efeitos da variação cambial de Itaipu, houve um aumento de 25,4% (R\$ 79 milhões), devido principalmente aos seguintes fatores:
 - (i) Aumento de 62,7% (R\$ 70 milhões) em **atualizações monetárias e cambiais**, já expurgando o efeito da variação cambial de Itaipu, devido a: (a) efeito negativo da marcação a mercado nas operações sob a lei 4.131 - efeito não caixa (R\$ 79 milhões); parcialmente compensado pela (b) redução dos encargos de dívida em moeda estrangeira, com swap para CDI (R\$ 9 milhões);
 - (ii) Aumento de 27,5% (R\$ 8 milhões) em **outras despesas financeiras**;
 - (iii) Aumento de R\$ 1 milhão em atualizações do **passivo financeiro setorial**;

⁵ 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.

⁶ 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.

Parcialmente compensados por:

- (iv) Redução de 0,4% (R\$ 1 milhão) nos **encargos de dívidas** em moeda local.

10.1.1.7) Lucro Líquido

No 3T16, o **Lucro Líquido (IFRS)** foi de R\$ 64 milhões, registrando uma redução de 68,2% (R\$ 137 milhões).

10.1.2) 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 Sul | 19 de abril |
| RGE | 19 de junho |
| CPFL Piratininga | 23 de Outubro |

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

CPFL Piratininga

Em 21 de outubro de 2016, por meio da Resolução Homologatória nº 2.157, a Aneel reajustou as tarifas de energia elétrica da CPFL Piratininga em -12,54%, sendo -5,35% relativos ao Reajuste Tarifário Econômico e -7,19% referentes aos componentes financeiros externos ao Reajuste Tarifário, correspondendo a um efeito médio de -24,21% a ser percebido pelos consumidores. O impacto da Parcela A (Energia, Encargos de Transmissão e Encargos Setoriais) no reajuste econômico foi de -7,02% e da Parcela B de 1,67%. As novas tarifas entraram em vigor em 23 de outubro de 2016.

RGE

Em 17 de junho de 2016, por meio da Resolução Homologatória nº 2.082, a Aneel reajustou as tarifas de energia elétrica da RGE em -1,48%, sendo -0,67% relativos ao Reajuste Tarifário e -0,81% referentes aos componentes financeiros externos ao Reajuste Tarifário, correspondendo a um efeito médio de -7,51% a ser percebido pelos consumidores. O impacto da Parcela A (Energia, Encargos de Transmissão e Encargos Setoriais) no reajuste foi de -2,98% e da Parcela B de 2,31%. O reajuste negativo é explicado por: (i) a redução da cota CDE 2016, (ii) a redução da tarifa em dólar do contrato de Itaipu e (iii) o aumento do volume de energia oriunda do regime de cotas. As novas tarifas entraram em vigor em 19 de junho de 2016.

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%. As novas tarifas entraram em vigor em 08 de abril de 2016.

10.1.3) Revisão Tarifária Periódica

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

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

10.1.4) 4º Ciclo de Revisão Tarifária Periódica

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

Notas:

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

CPFL Santa Cruz, CPFL Leste Paulista, CPFL Jaguari, 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 Jaguari, 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. Os detalhes podem ser encontrados na tabela acima. As novas tarifas entraram em vigor em 22 de março de 2016.

10.1.5) Indicadores Operacionais

10.1.5.1) DEC e FEC

Desde outubro de 2015, as áreas de concessão das distribuidoras da CPFL Energia têm apresentado alta concentração pluviométrica e maior incidência de raios, o que tem aumentado o número de alagamentos, maior dificuldade de acesso das equipes e avarias nas subestações. Além disso, a menor quantidade de expurgos por dia crítico, dada a mudança do fator do limite de ocorrências para atingimento do dia crítico, tem impactado negativamente os indicadores operacionais. O fator de limite considera os últimos 24 meses; o ano de 2013 foi um ano com poucas ocorrências, enquanto o ano de 2015 apresentou um número mais elevado de ocorrências.

No 3T16, o DEC da CPFL Mococa apresentou uma elevação significativa devido a um incêndio em uma subestação de uma companhia de transmissão que atende a região. Para a regularização do fornecimento de energia, a CPFL Energia operou em duas frentes: através da transferência de carga e através da instalação de um transformador móvel.

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

| Distribuidora | Indicadores ¹ DEC e FEC | | | | | | | | | | | |
|---------------------|------------------------------------|-------|-------|-------|--------------|--------------------|----------------|------|------|------|--------------|--------------------|
| | DEC (horas) | | | | | | FEC (nº vezes) | | | | | |
| | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 3T16 | ANEEL ¹ | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 3T16 | ANEEL ¹ |
| CPFL Paulista | 7,48 | 7,14 | 6,93 | 7,76 | 8,34 | 7,92 | 5,37 | 4,73 | 4,89 | 4,89 | 5,20 | 7,06 |
| CPFL Piratininga | 5,66 | 7,44 | 6,98 | 7,24 | 7,03 | 7,35 | 4,24 | 4,58 | 4,19 | 4,31 | 3,82 | 6,45 |
| RGE | 14,61 | 17,35 | 18,77 | 15,98 | 14,90 | 12,92 | 8,94 | 9,04 | 9,14 | 8,33 | 7,53 | 9,97 |
| CPFL Santa Cruz | 5,28 | 6,97 | 6,74 | 8,46 | 7,38 | 9,44 | 5,83 | 6,82 | 5,29 | 6,34 | 4,62 | 9,08 |
| CPFL Jaguari | 4,49 | 5,92 | 5,41 | 6,93 | 7,12 | 8,00 | 4,66 | 5,43 | 4,32 | 4,61 | 5,79 | 8,00 |
| CPFL Mococa | 5,83 | 4,86 | 6,88 | 7,04 | 10,94 | 10,19 | 5,69 | 4,93 | 7,31 | 5,92 | 6,80 | 8,79 |
| CPFL Leste Paulista | 8,26 | 7,58 | 8,48 | 7,92 | 7,83 | 9,79 | 6,57 | 6,33 | 6,30 | 5,67 | 5,19 | 8,49 |
| CPFL Sul Paulista | 10,80 | 9,08 | 9,69 | 11,51 | 16,05 | 10,46 | 9,01 | 6,71 | 7,03 | 9,47 | 12,42 | 8,73 |

1) Limite ANEEL 2016

10.1.5.2) Perdas

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

| Perdas Acumuladas em 12 Meses ¹ | Perdas Técnicas | | | | | Perdas Não-Técnicas | | | | | Perdas Totais | | | | |
|--|-----------------|-------|-------|-------|--------------------|---------------------|-------|-------|-------|--------------------|---------------|--------|--------|--------|--------------------|
| | 4T15 | 1T16 | 2T16 | 3T16 | ANEEL ² | 4T15 | 1T16 | 2T16 | 3T16 | ANEEL ² | 4T15 | 1T16 | 2T16 | 3T16 | ANEEL ² |
| CPFL Energia | 6,33% | 6,31% | 6,40% | 6,36% | 6,32% | 2,04% | 2,53% | 2,61% | 2,57% | 1,77% | 8,37% | 8,84% | 9,01% | 8,93% | 8,09% |
| CPFL Paulista | 6,57% | 6,61% | 6,77% | 6,72% | 6,32% | 2,09% | 2,66% | 2,59% | 2,65% | 1,98% | 8,66% | 9,27% | 9,36% | 9,36% | 8,30% |
| CPFL Piratininga | 4,52% | 4,48% | 4,52% | 4,51% | 5,52% | 2,40% | 2,86% | 2,87% | 2,82% | 1,43% | 6,92% | 7,34% | 7,39% | 7,34% | 6,95% |
| RGE | 7,70% | 7,61% | 7,50% | 7,45% | 7,28% | 1,64% | 1,99% | 2,65% | 2,29% | 1,87% | 9,34% | 9,60% | 10,15% | 9,73% | 9,15% |
| CPFL Santa Cruz | 8,34% | 8,72% | 8,79% | 8,65% | 7,76% | 0,47% | 0,79% | 0,81% | 1,15% | 0,52% | 8,81% | 9,51% | 9,60% | 9,80% | 8,28% |
| CPFL Jaguari | 3,48% | 3,43% | 3,36% | 3,35% | 4,28% | 0,90% | 1,31% | 1,83% | 1,27% | 0,40% | 4,37% | 4,73% | 5,19% | 4,62% | 4,67% |
| CPFL Mococa | 7,69% | 7,79% | 7,75% | 7,71% | 8,17% | 1,90% | 2,56% | 2,62% | 2,46% | 0,57% | 9,58% | 10,35% | 10,36% | 10,17% | 8,74% |
| CPFL Leste Paulista | 8,64% | 8,48% | 8,51% | 8,57% | 7,81% | 3,13% | 3,76% | 2,94% | 3,24% | 1,15% | 11,76% | 12,23% | 11,44% | 11,81% | 8,96% |
| CPFL Sul Paulista | 7,42% | 7,66% | 7,83% | 8,13% | 5,94% | 0,22% | 0,91% | 1,24% | 1,46% | 0,20% | 7,64% | 8,57% | 9,07% | 9,59% | 6,15% |

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

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

O índice de perdas consolidado da CPFL Energia foi de **8,32%** no 3T15 para **8,93%** no 3T16, um aumento de **0,61 p.p.** Este aumento deve-se, principalmente pela alteração do *mix* de mercado, aumentando a contribuição dos clientes ligados em baixa tensão, aumento de inversões (energia gerada em pequenas usinas e conduzidas para a rede básica) e deterioração do cenário macroeconômico.

No entanto, quando comparamos o índice ao 2T16, notamos uma melhora devido ao menor impacto do consumo não faturado e aumento das ações de combate às perdas comerciais. Vale destacar também que no período houve redução nas perdas técnicas decorrentes de inversões.

No acumulado do ano, a CPFL Energia aplicou **R\$ 26,7 milhões** em programas de combate às perdas. Do total de recursos, **R\$ 2,8 milhões** foi para investimentos operacionais (substituição de medidores) e **R\$ 23,9 milhões** para despesas gerenciáveis (combate às fraudes e furtos de energia), que totalizam **203 mil** inspeções.

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

| Perdas Acumuladas em 12 Meses - BT ¹ | Perdas Não-Técnicas sobre BT | | | | |
|---|------------------------------|-------|-------|-------|--------------------|
| | 4T15 | 1T16 | 2T16 | 3T16 | ANEEL ² |
| CPFL Paulista | 4,89% | 6,24% | 6,04% | 6,19% | 4,61% |
| CPFL Piratininga | 6,51% | 7,81% | 7,81% | 7,69% | 3,90% |
| RGE | 4,03% | 4,89% | 6,50% | 5,58% | 4,41% |
| CPFL Santa Cruz | 0,91% | 1,53% | 1,57% | 2,27% | 0,98% |
| CPFL Jaguari | 3,60% | 5,31% | 7,50% | 5,20% | 1,60% |
| CPFL Mococa | 3,29% | 4,49% | 4,61% | 4,35% | 0,98% |
| CPFL Leste Paulista | 5,49% | 6,67% | 5,19% | 5,82% | 1,96% |
| CPFL Sul Paulista | 0,57% | 2,23% | 2,91% | 3,25% | 0,51% |

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

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

10.2) Segmentos de Comercialização e Serviços

| DRE Consolidado - Comercialização e Serviços (Pro-forma - R\$ Milhões) | | | | | | |
|--|-----------|-----------|---------------|------------|------------|--------------|
| | 3T16 | 3T15 | Var. | 9M16 | 9M15 | Var. |
| Receita Operacional Bruta | 792 | 593 | 33,6% | 2.038 | 1.758 | 15,9% |
| Receita Operacional Líquida | 705 | 526 | 34,0% | 1.812 | 1.557 | 16,4% |
| EBITDA (IFRS)⁽¹⁾ | 81 | 38 | 111,6% | 165 | 127 | 30,2% |
| Lucro Líquido (IFRS) | 55 | 35 | 55,7% | 105 | 104 | 0,9% |

Nota:

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

Receita Operacional

No 3T16, a receita operacional bruta atingiu R\$ 792 milhões, representando um aumento de 33,6% (R\$ 199 milhões), e a receita operacional líquida foi de R\$ 705 milhões, representando um aumento de 34,0% (R\$ 179 milhões).

EBITDA

No 3T16, o EBITDA foi de R\$ 81 milhões, comparado a R\$ 38 milhões no 3T15, um aumento de 111,6%.

Lucro Líquido

No 3T16, o Lucro Líquido foi de R\$ 55 milhões, comparado a um lucro líquido de R\$ 35 milhões no 3T15.

10.3) Segmento de Geração Convencional

10.3.1) Desempenho Econômico-Financeiro

| DRE Consolidado - Geração Convencional - IFRS (Pro-forma - R\$ Milhões) | | | | | | |
|---|------------|------------|---------------|------------|------------|---------------|
| | 3T16 | 3T15 | Var. | 9M16 | 9M15 | Var. |
| Receita Operacional Bruta | 283 | 273 | 3,4% | 814 | 789 | 3,3% |
| Receita Operacional Líquida | 256 | 249 | 3,0% | 739 | 719 | 2,8% |
| Custo com Energia Elétrica | (23) | (77) | -70,4% | (70) | (177) | -60,7% |
| Custos e Despesas Operacionais | (53) | (54) | -2,7% | (166) | (157) | 5,8% |
| EBITDA⁽¹⁾ | 280 | 193 | 44,8% | 795 | 606 | 31,2% |
| Lucro Líquido | 116 | 44 | 166,8% | 348 | 166 | 109,9% |

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

| DRE Consolidado - Geração Convencional - Gerencial ⁽¹⁾ (Pro-forma - R\$ Milhões) | | | | | | |
|---|------------|------------|---------------|--------------|--------------|---------------|
| | 3T16 | 3T15 | Var. | 9M16 | 9M15 | Var. |
| Receita Operacional Bruta | 497 | 544 | -8,7% | 1.488 | 1.618 | -8,0% |
| Receita Operacional Líquida | 452 | 495 | -8,6% | 1.354 | 1.472 | -8,0% |
| Custo com Energia Elétrica | (32) | (102) | -69,0% | (99) | (280) | -64,7% |
| Custos e Despesas Operacionais | (123) | (175) | -29,7% | (395) | (536) | -26,2% |
| Resultado do Serviço | 297 | 217 | 36,7% | 860 | 656 | 31,1% |
| EBITDA | 354 | 277 | 27,9% | 1.031 | 834 | 23,6% |
| EBITDA Gerencial⁽²⁾ | 354 | 331 | 6,8% | 1.023 | 1.013 | 1,0% |
| Resultado Financeiro | (142) | (160) | -10,9% | (392) | (447) | -12,4% |
| Lucro Antes da Tributação | 155 | 57 | 169,2% | 468 | 209 | 124,2% |
| Lucro Líquido | 106 | 44 | 142,2% | 318 | 150 | 111,2% |
| Lucro Líquido Gerencial⁽²⁾ | 106 | 80 | 32,9% | 313 | 268 | 16,5% |

Notas:

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

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

Receita Operacional

No 3T16, a **Receita Operacional Bruta**, considerando a Consolidação Proporcional no Segmento de Geração Convencional, atingiu R\$ 497 milhões, uma redução de 8,7% (R\$ 47 milhões).

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

No 3T16, a **Receita Operacional Bruta**, considerando a Consolidação Proporcional no Segmento de Geração Convencional, atingiu R\$ 497 milhões, uma redução de 8,7% (R\$ 47 milhões).

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

- (i) Redução da receita da Epasa, no montante de R\$ 69 milhões, refletindo o menor despacho térmico na comparação com o mesmo período do ano anterior e o menor custo de aquisição de óleo combustível;
- (ii) Redução de receita em função da estratégia de sazonalização da garantia física

no 3T16 (R\$ 34 milhões). Na Receita Líquida, o efeito da sazonalização da garantia física foi de R\$ 31 milhões no 3T16.

Parcialmente compensado por:

- (iii) Incremento de receita decorrente dos reajustes de preços dos contratos de venda dos projetos de geração hidrelétrica da Companhia (Semesa, Ceran, Baesa, Enercan, Foz do Chapecó e Jaguari Geração) (R\$ 47 milhões) e;
- (iv) Outros efeitos (R\$ 7 milhões);

A **Receita Operacional Líquida** foi de R\$ 452 milhões, registrando uma redução de 8,6% (R\$ 43 milhões).

Custo com Energia Elétrica

No 3T16, o custo com energia elétrica, considerando a Consolidação Proporcional no Segmento de Geração Convencional, foi de R\$ 32 milhões, uma redução de 69,0% (R\$ 71 milhões), devido principalmente aos seguintes fatores:

- (i) Redução de 90,0% no custo com Energia Comprada para Revenda (R\$ 73 milhões), devido principalmente aos seguintes fatores:
 - ✓ Redução de R\$ 34 milhões em custos com GSF, passando de R\$ 36 milhões no 3T15 – **efeito não recorrente** – para R\$ 3 milhões no 3T16⁷;
 - ✓ Redução do custo com compra de energia em função da estratégia de sazonalização da garantia física no 3T16 (R\$ 30 milhões). No 3T15, houve uma perda com a sazonalização da garantia física de R\$ 7 milhões – **não recorrente**.
 - ✓ Redução na compra de energia de bilaterais (R\$ 9 milhões);

Parcialmente compensado por:

- (ii) Aumento de 10,6% no custo com Encargos de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição (R\$ 2 milhões).

Custos e Despesas Operacionais

Os custos e despesas operacionais, considerando a Consolidação Proporcional no Segmento de Geração Convencional, atingiram R\$ 123 milhões no 3T16, comparados a R\$ 175 milhões no 3T15, uma redução de 29,7% (R\$ 52 milhões), devido às variações em:

- (i) PMSO, item que atingiu R\$ 66 milhões no 3T16, comparado a R\$ 115 milhões no 3T15, registrando uma redução de 43,0% (R\$ 50 milhões). A tabela abaixo mostra um sumário das principais variações no PMSO:

⁷ GSF de R\$ 19 milhões, descontada a aplicação do percentual para fins de ressarcimento, o qual incide sobre o volume de energia que foi repactuado em 2015

| AJUSTES GERENCIAIS NO PMSO, PARA FINS DE COMPARAÇÃO (R\$ milhões) | | | | |
|---|---------------|----------------|--------------|---------------|
| | 3T16 | 3T15 | Variação | |
| | | | R\$ MM | % |
| PMSO Reportado (IFRS) | | | | |
| Pessoal | (8,0) | (8,5) | 0,4 | -4,9% |
| Material | (0,7) | (0,1) | (0,6) | 488,2% |
| Serviços de Terceiros | (4,3) | (4,0) | (0,2) | 6,0% |
| Outros Custos/Despesas Operacionais | (9,1) | (8,9) | (0,1) | 1,6% |
| Total PMSO Reportado (IFRS) - (A) | (22,0) | (21,5) | (0,5) | 2,4% |
| Consolidação Proporcional | | | | |
| Pessoal | (3,6) | (3,1) | (0,6) | 18,0% |
| Material | (21,3) | (77,0) | 55,7 | -72,3% |
| Serviços de Terceiros | (4,7) | (4,9) | 0,3 | -5,1% |
| Outros Custos/Despesas Operacionais | (12,3) | (8,9) | (3,4) | 38,1% |
| Total Consolidação Proporcional - (B) | (41,9) | (93,9) | 52,0 | -55,4% |
| PMSO Gerencial | | | | |
| Pessoal | (11,7) | (11,5) | (0,1) | 1,2% |
| Material | (22,0) | (77,1) | 55,2 | -71,5% |
| Serviços de Terceiros | (8,9) | (8,9) | 0,0 | -0,1% |
| Outros Custos/Despesas Operacionais | (23,2) | (17,8) | (5,4) | 30,5% |
| Prêmio do Risco do GSF | (8,9) | - | (8,9) | - |
| Outros | (14,4) | (17,8) | 3,4 | -19,3% |
| Total PMSO Gerencial - (C) = (A) + (B) | (65,8) | (115,4) | 49,6 | -43,0% |

Esta variação é explicada principalmente pelos seguintes fatores:

(i.1) Redução de 71,5% em Material (R\$ 55 milhões), devido principalmente a aquisição de óleo combustível para as usinas térmicas da EPASA (UTE Termonordeste e UTE Termoparaíba), item esse que reduziu R\$ 52 milhões no segmento de Geração Convencional. O Custo Variável Unitário (CVU) médio desta térmica reduziu de R\$ 392,81/MWh para R\$ 349,69/MWh e o despacho térmico foi 73% menor na comparação dos trimestres;

Parcialmente compensado por:

(i.2) Gastos com Pessoal, que registraram aumento de 1,2%;

(i.3) Aumento de 30,5% em Outros Custos/Despesas (R\$ 5 milhões) devido principalmente ao pagamento do prêmio de risco do GSF (R\$ 9 milhões), parcialmente compensado pela redução com despesas de CFHUR (R\$ 3 milhões) e ganho com alienação de ativos (R\$ 1 milhão);

(ii) Redução de 39,1% em Amortização do Intangível da Concessão (R\$ 2 milhões);

(iii) Redução de 1,8% em Depreciação e Amortização (R\$ 1 milhão).

EBITDA

No 3T16, o **EBITDA** (considerando a consolidação proporcional) foi de R\$ 354 milhões, comparado a R\$ 277 milhões no 3T15, um aumento de 27,9% (R\$ 77 milhões).

Considerando a consolidação proporcional e expurgando os efeitos não recorrentes, o **EBITDA Gerencial** foi de R\$ 354 milhões no 3T16, comparado a R\$ 331 milhões no 3T15, um aumento de 6,8% (R\$ 23 milhões).

| Conciliação do EBITDA - IFRS x Gerencial (R\$ milhões) | | | |
|--|------------|------------|-------------|
| | 3T16 | 3T15 | Var. |
| EBITDA - IFRS (A) | 280 | 193 | 44,8% |
| (+) Consolidação Proporcional (B) | 74 | 84 | -11,3% |
| EBITDA - Consolidação proporcional | 354 | 277 | 27,9% |
| (+) Efeitos não-recorrentes (C) | - | 54 | |
| GSF (<i>Generation Scaling Factor</i>) | - | 48 | |
| Efeito de Sazonalização | - | 7 | |
| EBITDA Gerencial (A + B + C) | 354 | 331 | 6,8% |

Resultado Financeiro

No 3T16, o resultado financeiro foi uma despesa líquida de R\$ 142 milhões, representando uma queda de 10,9% (R\$ 17 milhões).

As Receitas Financeiras passaram de R\$ 44 milhões no 3T15 para R\$ 45 milhões no 3T16 (aumento de 2,1% ou R\$ 1 milhão).

As Despesas Financeiras passaram de R\$ 203 milhões no 3T15 para R\$ 187 milhões no 3T16 (redução de 8,1% ou R\$ 17 milhões), devido a:

- ✓ Redução de 30,8% em **atualizações monetárias e cambiais** (R\$ 10 milhões);
- ✓ Redução de 1,7% em **encargos de dívidas** (R\$ 3 milhões);
- ✓ Redução de 9,8% nas despesas de **UBP** (R\$ 1 milhão);
- ✓ Redução de R\$ 3 milhões em outros efeitos.

Lucro Líquido

No 3T16, o **lucro líquido** (considerando a consolidação proporcional) foi de R\$ 106 milhões, comparado a um lucro líquido de R\$ 44 milhões no 3T15.

Considerando a consolidação proporcional e expurgando os efeitos não recorrentes, o **Lucro Líquido Gerencial** foi de R\$ 106 milhões no 3T16, comparado ao lucro de R\$ 80 milhões no 3T15, um aumento de 32,9% (R\$ 26 milhões).

Conciliação do Lucro Líquido - IFRS x Gerencial (R\$ milhões)

| | 3T16 | 3T15 | Var. |
|--|-------------|-----------|---------------|
| Lucro Líquido - IFRS (A) | 116 | 44 | 166,8% |
| (+) Consolidação Proporcional (B) | (10) | 0 | - |
| Lucro Líquido - Consolidação proporcional | 106 | 44 | 142,2% |
| (+) Efeitos não-recorrentes (C) | - | 36 | |
| GSF (Generation Scaling Factor) | - | 31 | |
| Efeito de Sazonalização | - | 5 | |
| Lucro Líquido Gerencial (A + B + C) | 106 | 80 | 32,9% |

10.4) CPFL Renováveis

10.4.1) Desempenho Econômico-Financeiro

DRE Consolidado - CPFL Renováveis (100% Participação - R\$ Milhões)

| | 3T16 | 3T15 | Var. % | 9M16 | 9M15 | Var. % |
|---|------------|------------|--------------|--------------|--------------|---------------|
| Receita Operacional Bruta (IFRS) | 537 | 429 | 25,1% | 1.213 | 1.134 | 7,0% |
| Receita Operacional Líquida | 506 | 402 | 25,9% | 1.145 | 1.062 | 7,8% |
| Custo com Energia Elétrica | (82) | (44) | 83,5% | (193) | (231) | -16,7% |
| Custos e Despesas Operacionais | (218) | (198) | 9,9% | (635) | (599) | 6,1% |
| PMSO | (79) | (62) | 28,7% | (229) | (202) | 13,4% |
| Depreciação/Amortização | (138) | (136) | 1,4% | (407) | (397) | 2,4% |
| Resultado do Serviço | 206 | 159 | 29,6% | 317 | 232 | 36,5% |
| EBITDA (IFRS)⁽¹⁾ | 345 | 296 | 16,6% | 724 | 629 | 15,0% |
| Resultado Financeiro | (133) | (118) | 13,5% | (395) | (336) | 17,3% |
| Lucro antes da Tributação | 73 | 42 | 74,7% | (78) | (104) | -25,4% |
| Lucro Líquido (IFRS) | 50 | 26 | 90,1% | (117) | (131) | -10,6% |

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)¹

| | 3T16 | 3T15 | Var. % | 9M16 | 9M15 | Var. % |
|--|------------|------------|--------------|-------------|-------------|---------------|
| Receita Operacional Bruta | 278 | 223 | 24,5% | 628 | 598 | 4,9% |
| Receita Operacional Líquida | 262 | 209 | 25,2% | 592 | 561 | 5,7% |
| Custo com Energia Elétrica | (42) | (24) | 72,8% | (98) | (132) | -25,3% |
| Custos e Despesas Operacionais | (113) | (102) | 10,4% | (328) | (309) | 6,1% |
| PMSO | (41) | (32) | 30,2% | (119) | (104) | 14,8% |
| Depreciação/Amortização | (71) | (70) | 1,4% | (210) | (205) | 2,4% |
| Resultado do Serviço | 107 | 82 | 29,6% | 166 | 120 | 38,6% |
| EBITDA | 178 | 153 | 16,6% | 373 | 325 | 15,0% |
| EBITDA Gerencial⁽²⁾ | 178 | 161 | 10,6% | 373 | 376 | -0,6% |
| Resultado Financeiro | (69) | (61) | 13,5% | (204) | (174) | 17,3% |
| Lucro antes da Tributação | 38 | 22 | 74,7% | (38) | (54) | -29,9% |
| Lucro Líquido | 26 | 14 | 90,1% | (58) | (68) | -14,2% |
| Lucro Líquido Gerencial⁽²⁾ | 26 | 22 | 17,8% | (58) | (17) | 247,5% |

Notas:

(1) Considera:

- Consolidação Proporcional da CPFL Renováveis (51,61%);
- Reclassifica os efeitos do GSF da Receita para a linha "Custo com Energia Elétrica";
- Reclassifica o seguro do GSF contabilizado na Receita e no Custo para Outros na linha "PMSO";

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

Variações no DRE da CPFL Renováveis

No 3T16, as variações no DRE da CPFL Renováveis devem-se principalmente aos fatores abaixo:

- Entrada em operação comercial da **PCH Mata Velha** em maio de 2016 (24,0 MW);
- Entrada em operação comercial do **parque eólico Campo dos Ventos III** em junho de 2016 (25,4 MW);
- Entrada em operação comercial dos **parques eólicos Campo dos Ventos I e V** em julho de 2016 (ambos com 25,4 MW);
- Entrada em operação comercial do **parque eólico Santo Domingos** em setembro de 2016 (25,4 MW);
- Entrada em operação comercial parcial do **parque eólico São Benedito** em setembro de 2016 (25,2 MW de 29,4MW).

Todos os parques eólicos acima mencionados fazem parte dos complexos Campo dos Ventos e São Benedito.

Receita Operacional

Considerando a participação proporcional, a Receita Operacional Bruta atingiu R\$ 278 milhões no 3T16, representando um aumento de 24,5% (R\$ 55 milhões). Este aumento decorre, principalmente, dos seguintes fatores:

- (i) Maior volume de energia gerada nas eólicas devido à maior velocidade dos ventos no 3T16 (R\$ 21 milhões);
- (ii) Entrada em operação comercial e geração em teste de parques que compõem o complexo Campo dos Ventos e São Benedito (R\$ 14 milhões);
- (iii) Maior receita nas PCHs em função de diferença na garantia sazonalizada no 3T16. Vale ressaltar, que no ano passado, a sazonalização da garantia física das PCHs foi mais concentrada no 1T15, enquanto que nesse ano, a sazonalização foi mais linear ao longo dos meses (R\$ 12 milhões);
- (iv) Maior geração em Bio Pedra no 3T16 devido à normalização da operação de uma das turbinas que sofreu um sinistro em maio de 2015 (R\$ 6 milhões);
- (v) Efeito da estratégia de sazonalização da garantia física no 3T15 – **efeito não recorrente** (R\$ 1 milhão);
- (vi) Outros efeitos (R\$ 1 milhão).

A Receita Operacional Líquida foi de R\$ 262 milhões, representando um aumento de 25,2% (R\$ 53 milhões).

Custo com Energia Elétrica

No 3T16, o Custo com Energia Elétrica (considerando a participação proporcional) foi de R\$ 42 milhões, representando um aumento de 72,8% (R\$ 18 milhões). Esse aumento foi resultado dos seguintes fatores:

- (i) Reconhecimento de indenização devida para a CPFL Brasil de R\$ 12 milhões, de acordo com condições contratuais, dos Complexos Campo dos Ventos e São Benedito;
- (ii) Diferenças na sazonalização entre os períodos, devido estratégia de comercialização, ocasionando a necessidade de compra de energia (R\$ 4 milhões);
- (iii) Compra de energia para atender ao lastro de contratos de venda de energia das PCHs fora do MRE no 3T16 (R\$ 2 milhões);

- (iv) Reconhecimento de R\$ 1 milhão referentes à apuração anual dos contratos de venda de energia do complexo eólico Eurus e do parque eólico Campo dos Ventos II. Cabe ressaltar que a geração foi impactada por eventos climatológicos, como o *El Niño*, que ocasionaram a redução da velocidade dos ventos na região desses parques;
- (v) Outros efeitos (R\$ 5 milhões);
Parcialmente compensado por:
- (vi) Menor impacto do GSF, que foi de R\$ 5 milhões no 3T15 - **efeito não recorrente**, (variação de R\$ 5 milhões). 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;
- (vii) Efeito da estratégia de sazonalização da garantia física no 3T15, que não se repetiu no 3T16 (R\$ 1 milhão) – **efeito não recorrente**.

Custos e Despesas Operacionais

No 3T16, os **Custos e Despesas Operacionais** (considerando a participação proporcional) atingiram R\$ 113 milhões, representando um aumento de 10,7% (R\$ 11 milhões). Os principais fatores foram:

- (i) **PMSO**, que atingiu R\$ 42 milhões, um aumento de 30,2% (R\$ 10 milhões). A tabela abaixo mostra um sumário das principais variações no PMSO:

| Ajustes Gerenciais no PMSO, para fins de comparação (R\$ Milhões) | | | | |
|---|---------------|---------------|---------------|--------------|
| | 3T16 | 3T15 | Variação | |
| | | | R\$ MM | % |
| PMSO Reportado (IFRS) | | | | |
| Pessoal | (22,6) | (19,5) | (3,1) | 16,2% |
| Material | (2,3) | (5,1) | 2,8 | -55,2% |
| Serviços de Terceiros | (42,4) | (34,3) | (8,2) | 23,9% |
| Outros Custos/Despesas Operacionais | (12,1) | (2,8) | (9,2) | 324,4% |
| Total PMSO Reportado (IFRS) | (79,4) | (61,7) | (17,7) | 28,7% |
| PMSO Gerencial | | | | |
| Pessoal | (11,7) | (10,0) | (1,6) | 16,2% |
| Material | (1,2) | (2,6) | 1,5 | -55,2% |
| Serviços de Terceiros | (21,9) | (17,7) | (4,2) | 23,9% |
| Outros Custos/Despesas Operacionais | (6,7) | (1,5) | (5,2) | 357,1% |
| Prêmio do Risco do GSF | (0,8) | - | (0,8) | - |
| Outros | (5,9) | (1,5) | (4,5) | 303,7% |
| Total PMSO Gerencial | (41,5) | (31,8) | (9,6) | 30,2% |

Esta variação é explicada principalmente pelos seguintes fatores:

- ✓ Pessoal: Aumento de 16,2% (R\$ 2 milhões), decorrente do maior número de funcionários e do acordo coletivo;
- ✓ Material: Redução de 55,2% (R\$ 2 milhões) devido principalmente à menor compra de cavaco para as usinas de biomassa;
- ✓ Serviços: Aumento de 23,9% (4 milhões) devido principalmente à ampliação do portfólio e maiores gastos com fornecedores de O&M;

- ✓ Outros: Relacionado principalmente ao pagamento do prêmio de risco da repactuação do GSF⁸ no 3T16 (R\$ 1 milhão), fato que não ocorreu no 3T15, além de outros efeitos (R\$ 5 milhões);
- (ii) Depreciação e Amortização, que atingiu R\$ 71 milhões, um aumento de 1,4% (R\$ 1 milhão), devido principalmente à entrada em operação da PCH Mata Velha, dos parques eólicos Campo dos Ventos I, III e V, além da entrada em operação comercial parcial das unidades geradores dos parques eólicos de São Benedito.

EBITDA

No 3T16, o **EBITDA (considerando a consolidação proporcional)** foi de R\$ 178 milhões, comparado a R\$ 153 milhões no 3T15, um aumento de 16,6% (R\$ 25 milhões).

Considerando a consolidação proporcional e expurgando os efeitos não recorrentes, o **EBITDA Gerencial** foi de R\$ 178 milhões no 3T16, comparado a R\$ 161 milhões no 3T15, um aumento de 10,6% (R\$ 17 milhões).

| Conciliação do EBITDA - IFRS x Gerencial (R\$ Milhões) | | | | |
|--|--------------|--------------|-------------|--------------|
| | 3T16 | 3T15 | Var. | Var. (%) |
| EBITDA - IFRS (A) | 345 | 296 | 49 | 16,6% |
| (+) Consolidação Proporcional (B) | (167) | (143) | (24) | 16,6% |
| EBITDA - Consolidação Proporcional (C=A+B) | 178 | 153 | | 16,6% |
| (+) Efeitos não-recorrentes (D) | - | 8 | (8) | - |
| GSF e Compra de Energia para PCHs | - | 6 | (6) | - |
| Efeito de Sazonalização das PCHs | - | 2 | (2) | - |
| EBITDA Gerencial (E=C-D) | 178 | 161 | 17 | 10,6% |

Resultado Financeiro

Considerando a participação proporcional, no 3T16 o Resultado Financeiro Líquido foi uma despesa de R\$ 69 milhões, representando um aumento de 13,5% (R\$ 8 milhões) em relação ao 3T15.

Os principais fatores que afetaram a receita financeira foram:

- (i) Redução dos rendimentos das aplicações financeiras, por conta do maior dispêndio de caixa nos investimentos em curso (R\$ 5 milhões);
- (ii) Outros efeitos que impactaram positivamente (R\$ 2 milhões).

Já os principais fatores que afetaram a despesa financeira foram:

- (i) Elevação dos encargos de dívida, principalmente por conta da elevação das taxas de referência (R\$ 8 milhões)
 - a. CDI médio de 13,97% a.a. no 3T15 para 14,13% a.a. no 3T16;
 - b. TJLP de 6,5% a.a. no 3T15 para 7,5% a.a. no 3T16;
- (ii) Redução dos valores de atualizações monetárias e cambiais (R\$ 3 milhões).

Lucro Líquido

No 3T16, o **Lucro Líquido** (considerando a consolidação proporcional) foi de R\$ 26 milhões, comparado a R\$ 14 milhões no 3T15, um aumento de 90,1% (R\$ 12 milhões).

⁸ A amortização do prêmio pela repactuação do risco hidrológico é contabilizada na receita e no custo com energia elétrica. Em nossa análise gerencial, estes montantes são reclassificados para a linha "Outros" em custos operacionais.

Considerando a consolidação proporcional e expurgando os efeitos não recorrentes, o **Lucro Líquido Gerencial** foi de R\$ 26 milhões no 3T16, comparado a R\$ 22 milhões no 3T15, um aumento de 17,8% (R\$ 4 milhões).

| Conciliação do Lucro Líquido ¹ - IFRS x Gerencial (R\$ Milhões) | | | | |
|--|-------------|-------------|-------------|--------------|
| | 3T16 | 3T15 | Var. | Var. (%) |
| Lucro Líquido - IFRS (A) | 50 | 26 | 24 | 90,1% |
| (+) Consolidação Proporcional (B) | (24) | (13) | (11) | 90,1% |
| Lucro Líquido - Consolidação Proporcional (C=A+B) | 26 | 14 | | 90,1% |
| (+) Efeitos não-recorrentes¹ (D) | - | 8 | (8) | - |
| GSF e Compra de Energia para PCHs | - | 6 | (6) | - |
| Efeito de Sazonalização das PCHs | - | 2 | (2) | - |
| Lucro Líquido Gerencial (E=C-D) | 26 | 22 | 4 | 17,8% |

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.

10.4.2) Status dos Projetos de Geração – 100%

Na data deste relatório, o portfólio de projetos da CPFL Renováveis (participação de 100%) totalizava 1.998 MW de capacidade instalada em operação e 131 MW de capacidade em construção. As usinas em operação compreendem 39 PCHs (423 MW), 41 parques eólicos (1.204 MW), 8 usinas termelétricas a biomassa (370 MW) e 1 usina solar (1 MW). Ainda estão em construção 4 parques eólicos (105 MW) e 1 PCH (27 MW).

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

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

| CPFL Renováveis - Portfólio (Participação 100%) | | | | | |
|---|------------|------------|--------------|------------|--------------|
| Em MW | PCH | Biomassa | Eólica | Solar | Total |
| Em operação | 423 | 370 | 1.204 | 1 | 1.998 |
| Em construção | 27 | - | 105 | - | 131 |
| Em desenvolvimento | 216 | - | 2.226 | 544 | 2.987 |
| Total | 666 | 370 | 3.535 | 545 | 5.115 |

PCH Mata Velha

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\$ 182,63/MWh – setembro 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 do 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. Os primeiros aerogeradores entraram em operação comercial em maio de 2016 e o término das obras está previsto para dezembro de 2016. A potência instalada é de 231,0 MW e a energia contratada é de 125,2 MW médios. A energia foi vendida por meio de contrato de longo prazo no mercado livre.

Até a data deste relatório, 83 aerogeradores entraram em operação comercial.

Parques Eólicos Complexo Pedra Cheirosa

Os parques eólicos do Complexo Pedra Cheirosa (Pedra Cheirosa I e II), localizados no estado do Ceará, encontram-se em fase de construção, sendo que a sua entrada em operação está prevista para o 1S18. A potência instalada é de 48,3 MW e a garantia física é de 26,1 MW médios. A energia foi vendida por meio de contrato de longo prazo no leilão A-5 de 2013. (Pedra Cheirosa I - preço: R\$ 146,85/MWh | Pedra Cheirosa II – preço: 147,78/MWh, ambos em setembro 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 leilão de energia nova A-5 de 2015. (preço: R\$ 228,67/MWh – setembro de 2016).

11) ANEXOS

11.1) Balanço Patrimonial (Ativo) – CPFL Energia

(em milhares de reais)



| ATIVO | Consolidado | | |
|---|-------------------|-------------------|-------------------|
| | 30/09/2016 | 31/12/2015 | 30/09/2015 |
| CIRCULANTE | | | |
| Caixa e Equivalentes de Caixa | 5.344.665 | 5.682.802 | 4.033.374 |
| Consumidores, Concessionárias e Permissionárias | 3.540.804 | 3.174.918 | 3.350.246 |
| Dividendo e Juros sobre Capital Próprio | 13.424 | 91.392 | 40.442 |
| Títulos e Valores Mobiliários | 53.147 | 23.633 | 17.729 |
| Tributos a Compensar | 376.849 | 475.211 | 310.008 |
| Derivativos | 111.761 | 627.493 | 700.201 |
| Ativo Financeiro Setorial | 239.341 | 1.464.019 | 1.257.608 |
| Ativo Financeiro da Concessão | 10.563 | 9.630 | 9.459 |
| Outros Créditos | 674.211 | 959.553 | 1.405.527 |
| TOTAL DO CIRCULANTE | 10.364.766 | 12.508.652 | 11.124.595 |
| NÃO CIRCULANTE | | | |
| Consumidores, Concessionárias e Permissionárias | 141.040 | 128.946 | 108.201 |
| Coligadas, Controladas e Controladora | 46.292 | 84.265 | 110.123 |
| Depósitos Judiciais | 499.126 | 1.227.527 | 1.199.922 |
| Tributos a Compensar | 166.102 | 167.159 | 145.079 |
| Ativo Financeiro Setorial | - | 489.945 | 1.044.407 |
| Derivativos | 664.538 | 1.651.260 | 1.770.333 |
| Créditos Fiscais Diferidos | 578.360 | 334.886 | 785.416 |
| Ativo Financeiro da Concessão | 4.222.894 | 3.597.474 | 3.897.319 |
| Investimentos ao Custo | 116.654 | 116.654 | 116.654 |
| Outros Créditos | 686.187 | 594.519 | 531.677 |
| Investimentos | 1.440.262 | 1.247.631 | 1.216.690 |
| Imobilizado | 9.663.465 | 9.173.217 | 9.107.925 |
| Intangível | 8.963.014 | 9.210.338 | 8.699.525 |
| TOTAL DO NÃO CIRCULANTE | 27.187.935 | 28.023.819 | 28.733.271 |
| TOTAL DO ATIVO | 37.552.701 | 40.532.471 | 39.857.866 |

11.2) Balanço Patrimonial (Passivo) – CPFL Energia

(em milhares de reais)



| | Consolidado | | |
|---|-------------------|-------------------|-------------------|
| PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO | 30/09/2016 | 31/12/2015 | 30/09/2015 |
| CIRCULANTE | | | |
| Fornecedores | 1.943.658 | 3.161.210 | 2.252.811 |
| Encargos de Dívidas | 97.095 | 118.267 | 81.014 |
| Encargos de Debêntures | 231.417 | 232.227 | 262.914 |
| Empréstimos e Financiamentos | 1.434.598 | 2.831.654 | 2.769.337 |
| Debêntures | 1.275.079 | 458.165 | 230.747 |
| Entidade de Previdência Privada | 8.946 | 802 | 77.315 |
| Taxas Regulamentares | 284.841 | 852.017 | 1.478.920 |
| Impostos, Taxas e Contribuições | 671.486 | 653.342 | 646.556 |
| Dividendo e Juros sobre Capital Próprio | 8.211 | 221.855 | 13.745 |
| Obrigações Estimadas com Pessoal | 133.527 | 79.924 | 117.607 |
| Derivativos | 4.548 | 981 | - |
| Passivo Financeiro Setorial | 317.091 | - | - |
| Uso do Bem Público | 9.941 | 9.457 | 4.343 |
| Outras Contas a Pagar | 737.258 | 904.971 | 889.721 |
| TOTAL DO CIRCULANTE | 7.157.697 | 9.524.873 | 8.825.031 |
| NÃO CIRCULANTE | | | |
| Fornecedores | 633 | 633 | 633 |
| Encargos de Dívidas | 130.813 | 120.659 | 103.939 |
| Encargos de Debêntures | 25.889 | 16.487 | 13.575 |
| Empréstimos e Financiamentos | 11.107.624 | 11.592.206 | 11.537.980 |
| Debêntures | 5.106.400 | 6.363.552 | 6.729.581 |
| Entidade de Previdência Privada | 857.031 | 474.318 | 337.839 |
| Débitos Fiscais Diferidos | 1.345.092 | 1.432.594 | 1.369.594 |
| Provisão para Riscos Fiscais, Cíveis e Trabalhistas | 613.267 | 569.534 | 585.486 |
| Derivativos | 129.299 | 33.205 | 32.919 |
| Passivo Financeiro Setorial | 357.164 | - | - |
| Uso do Bem Público | 87.666 | 83.124 | 84.686 |
| Outras Contas a Pagar | 180.457 | 191.148 | 200.506 |
| TOTAL DO NÃO CIRCULANTE | 19.941.335 | 20.877.460 | 20.996.739 |
| PATRIMÔNIO LÍQUIDO | | | |
| Capital Social | 5.741.284 | 5.348.312 | 5.348.312 |
| Reservas de Capital | 468.302 | 468.082 | 468.082 |
| Reserva Legal | 694.058 | 694.058 | 650.811 |
| Reserva Estatutária - Ativo Financeiro da Concessão | 724.308 | 585.451 | 496.885 |
| Reserva Estatutária - Reforço de Capital de Giro | - | 392.972 | - |
| Resultado Abrangente Acumulado | (238.407) | 185.321 | 247.642 |
| Lucros Acumulados | 644.988 | - | 417.120 |
| | 8.034.534 | 7.674.196 | 7.628.852 |
| Patrimônio líquido atribuído aos acionistas não controladores | 2.419.136 | 2.455.942 | 2.407.245 |
| TOTAL DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO | 10.453.670 | 10.130.138 | 10.036.096 |
| TOTAL DO PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO | 37.552.701 | 40.532.471 | 39.857.866 |

11.3 Demonstração de Resultados – CPFL Energia (IFRS)

(em milhares de reais)



| Consolidado - IFRS | | | | | | |
|---|--------------------|--------------------|---------------|--------------------|---------------------|---------------|
| | 3T16 | 3T15 | Variação | 9M16 | 9M15 | Variação |
| RECEITA OPERACIONAL | | | | | | |
| Fornecimento de Energia Elétrica | 5.474.412 | 5.993.616 | -8,7% | 17.782.476 | 17.205.460 | 3,4% |
| Suprimento de Energia Elétrica | 1.012.962 | 811.481 | 24,8% | 2.401.179 | 2.730.703 | -12,1% |
| Receita com construção de infraestrutura | 325.100 | 252.049 | 29,0% | 816.950 | 767.769 | 6,4% |
| Ativo e passivo financeiro setorial | (558.007) | 727.814 | -176,7% | (1.752.239) | 2.311.969 | -175,8% |
| Outras Receitas Operacionais | 1.077.085 | 860.087 | 25,2% | 2.743.209 | 2.318.034 | 18,3% |
| | 7.331.552 | 8.645.047 | -15,2% | 21.991.574 | 25.333.935 | -13,2% |
| DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL | (2.594.177) | (3.677.875) | -29,5% | (8.588.728) | (9.914.147) | -13,4% |
| RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA | 4.737.375 | 4.967.172 | -4,6% | 13.402.846 | 15.419.789 | -13,1% |
| CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA | | | | | | |
| Energia Elétrica Comprada Para Revenda | (2.465.707) | (2.692.119) | -8,4% | (6.945.260) | (9.207.611) | -24,6% |
| Encargo de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição | (304.806) | (447.923) | -32,0% | (1.017.820) | (1.141.970) | -10,9% |
| | (2.770.513) | (3.140.041) | -11,8% | (7.963.080) | (10.349.581) | -23,1% |
| CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS | | | | | | |
| Pessoal | (261.189) | (237.429) | 10,0% | (773.356) | (698.887) | 10,7% |
| Material | (64.765) | (38.696) | 67,4% | (143.821) | (105.822) | 35,9% |
| Serviços de Terceiros | (156.531) | (142.723) | 9,7% | (463.319) | (412.743) | 12,3% |
| Outros Custos/Despesas Operacionais | (130.619) | (103.613) | 26,1% | (469.521) | (417.956) | 12,3% |
| <i>PDD</i> | (34.161) | (31.644) | 8,0% | (130.026) | (94.109) | 38,2% |
| <i>Despesas legais e judiciais</i> | (29.258) | (47.595) | -38,5% | (138.227) | (197.168) | -29,9% |
| <i>Outros</i> | (67.201) | (24.374) | 175,7% | (201.268) | (126.679) | 58,9% |
| Custos com construção de infraestrutura | (324.154) | (251.887) | 28,7% | (815.681) | (766.605) | 6,4% |
| Entidade de Previdência Privada | (23.658) | (16.347) | 44,7% | (51.483) | (49.036) | 5,0% |
| Depreciação e Amortização | (254.202) | (249.397) | 1,9% | (750.297) | (719.004) | 4,4% |
| Amortização do Intangível da Concessão | (62.365) | (64.882) | -3,9% | (186.272) | (233.574) | -20,3% |
| | (1.277.483) | (1.104.974) | 15,6% | (3.653.749) | (3.403.628) | 7,3% |
| EBITDA¹ | 1.074.917 | 1.080.322 | -0,5% | 2.923.964 | 2.744.995 | 6,5% |
| RESULTADO DO SERVIÇO | 689.379 | 722.157 | -4,5% | 1.786.017 | 1.666.580 | 7,2% |
| RESULTADO FINANCEIRO | | | | | | |
| Receitas | 335.467 | 420.915 | -20,3% | 1.141.838 | 1.037.481 | 10,1% |
| Despesas | (706.920) | (767.451) | -7,9% | (1.944.253) | (1.937.505) | 0,3% |
| | (371.453) | (346.537) | 7,2% | (802.416) | (900.024) | -10,8% |
| EQUIVALÊNCIA PATRIMONIAL | | | | | | |
| Equivalência Patrimonial | 68.971 | 43.887 | 57,2% | 201.379 | 125.836 | 60,0% |
| Amortização Mais Valia de Ativos | (145) | (284) | -49,0% | (435) | (852) | -49,0% |
| | 68.826 | 43.603 | 57,8% | 200.944 | 124.985 | 60,8% |
| LUCRO ANTES DA TRIBUTAÇÃO | 386.752 | 419.223 | -7,7% | 1.184.545 | 891.541 | 32,9% |
| Contribuição Social | (35.448) | (40.337) | -12,1% | (125.116) | (104.972) | 19,2% |
| Imposto de Renda | (82.031) | (98.665) | -16,9% | (317.575) | (273.798) | 16,0% |
| LUCRO LÍQUIDO | 269.272 | 280.221 | -3,9% | 741.854 | 512.771 | 44,7% |
| Lucro líquido atribuído aos acionistas controladores | 231.566 | 267.613 | -13,5% | 762.725 | 560.763 | 36,0% |
| Lucro líquido atribuído aos acionistas não controladores | 37.707 | 12.608 | 199,1% | (20.871) | (47.992) | -56,5% |

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

11.4) Demonstração de Resultados – CPFL Energia (Gerencial)

(em milhares de reais)



| Consolidado - Gerencial ¹ | | | | | | |
|---|------------------|------------------|---------------|-------------------|-------------------|---------------|
| | 3T16 | 3T15 | Var. | 9M16 | 9M15 | Var. |
| RECEITA OPERACIONAL | | | | | | |
| Fornecimento de Energia Elétrica | 5.463.979 | 5.989.513 | -8,8% | 17.750.038 | 17.201.356 | 3,2% |
| Suprimento de Energia Elétrica | 856.753 | 731.685 | 17,1% | 2.122.128 | 2.533.673 | -16,2% |
| Receita com construção de infraestrutura | 325.100 | 252.049 | 29,0% | 816.950 | 767.769 | 6,4% |
| Ativo e passivo financeiro setorial | (555.329) | 597.187 | -193,0% | (1.718.496) | 2.115.902 | -181,2% |
| Outras Receitas Operacionais | 1.086.092 | 860.850 | 26,2% | 2.762.161 | 2.316.682 | 19,2% |
| | 7.176.595 | 8.431.284 | -14,9% | 21.732.782 | 24.935.383 | -12,8% |
| DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL | (2.588.122) | (3.662.948) | -29,3% | (8.578.662) | (9.863.450) | -13,0% |
| RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA | 4.588.473 | 4.768.336 | -3,8% | 13.154.120 | 15.071.934 | -12,7% |
| CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA | | | | | | |
| Energia Elétrica Comprada Para Revenda | (2.323.017) | (2.492.062) | -6,8% | (6.518.976) | (8.513.098) | -23,4% |
| Encargo de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição | (311.132) | (455.515) | -31,7% | (1.037.652) | (1.161.294) | -10,6% |
| | (2.634.149) | (2.947.577) | -10,6% | (7.556.628) | (9.674.392) | -21,9% |
| CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS | | | | | | |
| Pessoal | (254.359) | (231.091) | 10,1% | (753.116) | (681.800) | 10,5% |
| Material | (84.963) | (112.527) | -24,5% | (226.842) | (343.493) | -34,0% |
| Serviços de Terceiros | (141.071) | (131.205) | 7,5% | (421.664) | (381.157) | 10,6% |
| Outros Custos/Despesas Operacionais | (141.381) | (112.713) | 25,4% | (493.464) | (374.409) | 31,8% |
| PDD | (34.152) | (31.377) | 8,8% | (129.845) | (93.865) | 38,3% |
| Despesas legais e judiciais | (30.312) | (46.488) | -34,8% | (135.309) | (148.797) | -9,1% |
| Outros | (76.917) | (34.847) | 120,7% | (228.310) | (131.747) | 73,3% |
| Custos com construção de infraestrutura | (324.154) | (251.887) | 28,7% | (815.681) | (766.605) | 6,4% |
| Entidade de Previdência Privada | (23.658) | (16.347) | 44,7% | (51.483) | (49.036) | 5,0% |
| Depreciação e Amortização | (232.156) | (226.886) | 2,3% | (688.207) | (665.934) | 3,3% |
| Amortização do Intangível da Concessão | (43.987) | (48.911) | -10,1% | (131.538) | (176.597) | -25,5% |
| | (1.245.729) | (1.131.566) | 10,1% | (3.581.995) | (3.439.031) | 4,2% |
| EBITDA GERENCIAL² | 984.738 | 964.990 | 2,0% | 2.835.243 | 2.801.041 | 1,2% |
| RESULTADO DO SERVIÇO | 708.595 | 689.193 | 2,8% | 2.015.498 | 1.958.510 | 2,9% |
| RESULTADO FINANCEIRO | | | | | | |
| Receitas | 327.059 | 397.166 | -17,7% | 1.116.982 | 972.972 | 14,8% |
| Despesas | (667.754) | (604.656) | 10,4% | (1.872.253) | (1.651.213) | 13,4% |
| | (340.695) | (207.489) | 64,2% | (755.272) | (678.240) | 11,4% |
| LUCRO ANTES DA TRIBUTAÇÃO | 367.900 | 481.704 | -23,6% | 1.260.226 | 1.280.270 | -1,6% |
| Contribuição Social | (38.169) | (47.440) | -19,5% | (138.387) | (136.064) | 1,7% |
| Imposto de Renda | (94.856) | (122.038) | -22,3% | (358.543) | (360.943) | -0,7% |
| LUCRO LÍQUIDO GERENCIAL | 234.876 | 312.226 | -24,8% | 763.296 | 783.263 | -2,5% |

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.

11.5) Fluxo de Caixa – CPFL Energia

(em milhares de reais)



| Consolidado | | |
|--|------------------|--------------------|
| | 3T16 | Últ. 12M |
| Saldo Inicial do Caixa | 5.464.783 | 4.033.374 |
| Lucro Líquido Antes dos Tributos | 386.752 | 1.747.458 |
| Depreciação e Amortização | 316.567 | 1.263.892 |
| Encargos de Dívida e Atualizações Monetárias e Cambiais | 598.758 | 1.805.805 |
| Consumidores, Concessionárias e Permissionárias | (141.301) | (384.832) |
| Ativo Financeiro Setorial | 586.319 | 2.587.347 |
| Contas a Receber - Aporte CDE/CCEE | (127.903) | 603.542 |
| Fornecedores | 255.655 | (309.153) |
| Passivo Financeiro Setorial | (28.306) | 247.628 |
| Contas a Pagar - CDE | (8.004) | (50.375) |
| Encargos de Dívidas e Debêntures Pagos | (428.441) | (1.642.397) |
| Imposto de Renda e Contribuição Social Pagos | (324.079) | (710.631) |
| Outros | 59.549 | (243.975) |
| | 758.814 | 3.166.851 |
| Total de Atividades Operacionais | 1.145.566 | 4.914.309 |
| Atividades de Investimentos | | |
| Aquisições de Imobilizado e Adições de Intangível | (609.960) | (2.056.090) |
| Outros | (55.326) | (72.040) |
| Total de Atividades de Investimentos | (665.286) | (2.128.130) |
| Atividades de Financiamento | | |
| Aumento de Capital por Acionistas Não Controladores | 247 | 254 |
| Captação de Empréstimos e Debêntures | 926.123 | 2.644.441 |
| Amortização de Principal de Empréstimos e Debêntures, Líquida de Derivativos | (1.311.151) | (3.854.575) |
| Dividendo e Juros sobre o Capital Próprio Pagos | (213.056) | (232.488) |
| Outros | (2.561) | (32.520) |
| Total de Atividades de Financiamento | (600.398) | (1.474.888) |
| Geração de Caixa | (120.118) | 1.311.291 |
| Saldo Final do Caixa - 30/09/2016 | 5.344.665 | 5.344.665 |

11.6) Demonstração de Resultados – Segmento de Geração Convencional (IFRS)

(Pro-forma, em milhares de reais)



| Geração Convencional (IFRS) | | | | | | |
|---|------------------|------------------|---------------|------------------|------------------|---------------|
| | 3T16 | 3T15 | Var. | 9M16 | 9M15 | Var. |
| RECEITA OPERACIONAL | | | | | | |
| Fornecimento de Energia Elétrica | - | - | - | - | - | - |
| Suprimento de Energia Elétrica | 278.203 | 272.066 | 2,3% | 807.409 | 784.724 | 2,9% |
| Outras Receitas Operacionais | 4.330 | 1.299 | 233,3% | 7.058 | 3.893 | 81,3% |
| | 282.533 | 273.365 | 3,4% | 814.467 | 788.616 | 3,3% |
| DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL | | | | | | |
| | (26.270) | (24.672) | 6,5% | (75.262) | (69.410) | 8,4% |
| RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA | 256.262 | 248.693 | 3,0% | 739.205 | 719.207 | 2,8% |
| CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA | | | | | | |
| Energia Elétrica Comprada Para Revenda | (16.540) | (71.100) | -76,7% | (51.788) | (161.089) | -67,9% |
| Encargo de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição | (6.283) | (5.891) | 6,6% | (17.962) | (16.267) | 10,4% |
| | (22.823) | (76.991) | -70,4% | (69.751) | (177.356) | -60,7% |
| CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS | | | | | | |
| Pessoal | (8.038) | (8.452) | -4,9% | (27.239) | (24.586) | 10,8% |
| Material | (666) | (113) | 488,2% | (2.119) | (1.697) | 24,9% |
| Serviços de Terceiros | (4.269) | (4.029) | 6,0% | (13.690) | (13.702) | -0,1% |
| Outros Custos/Despesas Operacionais | (9.059) | (8.912) | 1,6% | (31.181) | (21.030) | 48,3% |
| Entidade de Previdência Privada | (517) | (837) | -38,3% | (1.160) | (340) | 241,4% |
| Depreciação e Amortização | (27.756) | (27.882) | -0,5% | (83.585) | (83.873) | -0,3% |
| Amortização do Intangível da Concessão | (2.492) | (4.046) | -38,4% | (7.475) | (12.138) | -38,4% |
| | (52.797) | (54.272) | -2,7% | (166.449) | (157.365) | 5,8% |
| EBITDA | 279.862 | 192.961 | 45,0% | 795.011 | 605.481 | 31,3% |
| RESULTADO DO SERVIÇO | 180.642 | 117.429 | 53,8% | 503.006 | 384.486 | 30,8% |
| RESULTADO FINANCEIRO | | | | | | |
| Receitas | 37.267 | 32.726 | 13,9% | 134.516 | 83.482 | 61,1% |
| Despesas | (148.514) | (156.152) | -4,9% | (416.275) | (413.081) | 0,8% |
| Juros Sobre o Capital Próprio | - | - | - | - | - | - |
| | (111.247) | (123.426) | -9,9% | (281.759) | (329.598) | -14,5% |
| EQUIVALÊNCIA PATRIMONIAL | | | | | | |
| Equivalência Patrimonial | 68.971 | 43.603 | 58,2% | 200.944 | 124.985 | 60,8% |
| (-)Amortização Mais Valia de Ativos | 145 | 284 | -48,9% | 435 | 852 | -48,9% |
| | 68.971 | 43.603 | 58,2% | 200.944 | 124.985 | 60,8% |
| LUCRO ANTES DA TRIBUTAÇÃO | 138.367 | 37.607 | 267,9% | 422.191 | 179.872 | 134,7% |
| Contribuição Social | (5.871) | 1.478 | -497,2% | (19.702) | (3.856) | 411,0% |
| Imposto de Renda | (16.333) | 4.169 | -491,8% | (54.487) | (10.894) | 400,2% |
| LUCRO LÍQUIDO | 116.163 | 43.254 | 168,6% | 348.002 | 165.122 | 110,8% |
| <i>Lucro líquido atribuído aos acionistas controladores</i> | <i>103.763</i> | <i>43.664</i> | <i>137,6%</i> | <i>315.257</i> | <i>150.223</i> | <i>109,9%</i> |
| <i>Lucro líquido atribuído aos acionistas não controladores</i> | <i>12.255</i> | <i>(410)</i> | <i>-</i> | <i>32.744</i> | <i>14.899</i> | <i>119,8%</i> |

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



| Geração Convencional (Gerencial) | | | | | | |
|---|------------------|------------------|---------------|------------------|------------------|---------------|
| | 3T16 | 3T15 | Var. | 9M16 | 9M15 | Var. |
| RECEITA OPERACIONAL | | | | | | |
| Fornecimento de Energia Elétrica | - | - | - | - | - | - |
| Suprimento de Energia Elétrica | 492.798 | 542.889 | -9,2% | 1.482.601 | 1.615.660 | -8,2% |
| Outras Receitas Operacionais | 3.778 | 716 | 427,5% | 4.999 | 1.933 | 158,6% |
| | 496.576 | 543.605 | -8,7% | 1.487.601 | 1.617.593 | -8,0% |
| DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL | (44.582) | (48.884) | -8,8% | (133.425) | (145.557) | -8,3% |
| RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA | 451.994 | 494.720 | -8,6% | 1.354.176 | 1.472.036 | -8,0% |
| CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA | | | | | | |
| Energia Elétrica Comprada Para Revenda | (8.131) | (26.558) | -69,4% | (39.345) | (39.922) | -1,4% |
| Encargo de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição | (23.659) | (21.390) | 10,6% | (67.307) | (61.440) | 9,5% |
| | (31.789) | (47.948) | -33,7% | (106.652) | (101.362) | 5,2% |
| CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS | | | | | | |
| Pessoal | (11.666) | (11.529) | 1,2% | (37.875) | (33.309) | 13,7% |
| Material | (21.972) | (77.142) | -71,5% | (88.379) | (246.378) | -64,1% |
| Serviços de Terceiros | (8.937) | (8.949) | -0,1% | (25.508) | (29.228) | -12,7% |
| Outros Custos/Despesas Operacionais | (23.218) | (17.792) | 30,5% | (71.467) | (48.667) | 46,8% |
| Entidade de Previdência Privada | (517) | (113) | 356,5% | (1.160) | (340) | 241,4% |
| Depreciação e Amortização | (54.169) | (55.151) | -1,8% | (163.116) | (165.155) | -1,2% |
| Amortização do Intangível da Concessão | (2.636) | (4.330) | -39,1% | (7.909) | (12.990) | -39,1% |
| | (123.115) | (175.006) | -29,7% | (395.414) | (536.066) | -26,2% |
| EBITDA | 353.895 | 331.248 | 6,8% | 1.023.135 | 1.012.752 | 1,0% |
| RESULTADO DO SERVIÇO | 297.090 | 271.767 | 9,3% | 852.110 | 834.607 | 2,1% |
| RESULTADO FINANCEIRO | | | | | | |
| Receitas | 44.626 | 43.716 | 2,1% | 159.629 | 96.426 | 65,5% |
| Despesas | (186.981) | (203.499) | -8,1% | (551.428) | (543.660) | 1,4% |
| Juros Sobre o Capital Próprio | - | - | - | - | - | - |
| | (142.355) | (159.783) | -10,9% | (391.799) | (447.234) | -12,4% |
| EQUIVALÊNCIA PATRIMONIAL | | | | | | |
| Equivalência Patrimonial | - | - | - | - | - | - |
| (-) Amortização Mais Valia de Ativos | - | - | - | - | - | - |
| | - | - | - | - | - | - |
| LUCRO ANTES DA TRIBUTAÇÃO | 154.735 | 111.984 | 38,2% | 460.311 | 387.374 | 18,8% |
| Contribuição Social | (13.598) | (9.218) | 47,5% | (41.366) | (34.038) | 21,5% |
| Imposto de Renda | (35.264) | (23.091) | 52,7% | (106.339) | (85.002) | 25,1% |
| LUCRO LÍQUIDO | 105.873 | 79.675 | 32,9% | 312.605 | 268.334 | 16,5% |

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

11.8) Demonstração de Resultados – CPFL Renováveis (IFRS)

(em milhares de reais)



| Consolidado - IFRS - Participação 100% | | | | | | |
|---|----------------|----------------|---------------|------------------|------------------|---------------|
| | 3T16 | 3T15 | Var. % | 9M16 | 9M15 | Var. % |
| RECEITA OPERACIONAL | | | | | | |
| Fornecimento de Energia Elétrica | 22.934 | 8.481 | 170,4% | 68.410 | 8.481 | 706,7% |
| Suprimento de Energia Elétrica | 511.671 | 420.018 | 21,8% | 1.133.436 | 1.119.415 | 1,3% |
| Outras Receitas Operacionais | 2.700 | 858 | 214,8% | 11.445 | 5.921 | 93,3% |
| | 537.305 | 429.356 | 25,1% | 1.213.291 | 1.133.817 | 7,0% |
| DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL | (31.492) | (27.462) | 14,7% | (68.560) | (71.888) | -4,6% |
| RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA | 505.813 | 401.894 | 25,9% | 1.144.731 | 1.061.929 | 7,8% |
| CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA | | | | | | |
| Energia Elétrica Comprada Para Revenda | (57.569) | (26.816) | 114,7% | (127.761) | (174.255) | -26,7% |
| Encargo de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição | (23.938) | (17.600) | 36,0% | (64.757) | (56.844) | 13,9% |
| | (81.507) | (44.415) | 83,5% | (192.518) | (231.099) | -16,7% |
| CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS | | | | | | |
| Pessoal | (22.600) | (19.457) | 16,2% | (63.811) | (53.339) | 19,6% |
| Material | (2.289) | (5.113) | -55,2% | (6.948) | (14.487) | -52,0% |
| Serviços de Terceiros | (42.446) | (34.267) | 23,9% | (116.503) | (99.586) | 17,0% |
| Outros Custos/Despesas Operacionais | (12.075) | (2.845) | 324,4% | (41.327) | (34.117) | 21,1% |
| Depreciação e Amortização | (100.144) | (102.875) | -2,7% | (292.670) | (277.652) | 5,4% |
| Amortização do Intangível da Concessão | (38.277) | (33.591) | 14,0% | (114.010) | (119.510) | -4,6% |
| | (217.831) | (198.147) | 9,9% | (635.268) | (598.690) | 6,1% |
| EBITDA (IFRS)⁽¹⁾ | 344.895 | 295.797 | 16,6% | 723.624 | 629.302 | 15,0% |
| RESULTADO DO SERVIÇO | 206.474 | 159.332 | 29,6% | 316.945 | 232.140 | 36,5% |
| RESULTADO FINANCEIRO | | | | | | |
| Receitas | 33.487 | 39.558 | -15,3% | 98.738 | 99.046 | -0,3% |
| Despesas | (166.874) | (157.064) | 6,2% | (493.306) | (435.289) | 13,3% |
| | (133.387) | (117.506) | 13,5% | (394.569) | (336.243) | 17,3% |
| LUCRO ANTES DA TRIBUTAÇÃO | 73.087 | 41.825 | 74,7% | (77.624) | (104.102) | -25,4% |
| Contribuição Social | (10.347) | (7.426) | 39,3% | (17.345) | (12.964) | 33,8% |
| Imposto de Renda | (12.620) | (8.032) | 57,1% | (22.492) | (14.293) | 57,4% |
| LUCRO LÍQUIDO (IFRS) | 50.121 | 26.367 | 90,1% | (117.461) | (131.360) | -10,6% |
| Lucro líquido atribuído aos acionistas controladores | 47.797 | 25.865 | 84,8% | (123.705) | (132.651) | -6,7% |
| Lucro líquido atribuído aos acionistas não controladores | 2.324 | 502 | 362,8% | 6.244 | 1.291 | 383,5% |

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

11.9) Demonstração de Resultados – CPFL Renováveis (Gerencial)

(Pro-forma, em milhares de reais)



| Consolidado - Gerencial ¹ (Participação Proporcional) | | | | | | |
|--|----------------|----------------|--------------|-----------------|-----------------|----------------|
| | 3T16 | 3T15 | Var. % | 9M16 | 9M15 | Var. % |
| RECEITA OPERACIONAL | | | | | | |
| Fornecimento de Energia Elétrica | 11.836 | 4.377 | 170,4% | 35.307 | 4.377 | 706,7% |
| Suprimento de Energia Elétrica | 264.716 | 219.746 | 20,5% | 586.457 | 586.032 | 0,1% |
| Outras Receitas Operacionais | 1.394 | 443 | 214,8% | 5.907 | 3.056 | 93,3% |
| | 277.946 | 224.566 | 23,8% | 627.670 | 593.465 | 5,8% |
| DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL | (16.283) | (14.246) | 14,3% | (35.393) | (37.422) | -5,4% |
| RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA | 261.663 | 210.319 | 24,4% | 592.277 | 556.042 | 6,5% |
| CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA | | | | | | |
| Energia Elétrica Comprada Para Revenda | (29.840) | (8.395) | 255,4% | (64.985) | (52.521) | 23,7% |
| Encargo de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição | (12.355) | (9.083) | 36,0% | (33.422) | (29.338) | 13,9% |
| | (42.195) | (17.478) | 141,4% | (98.407) | (81.859) | 20,2% |
| CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS | | | | | | |
| Pessoal | (11.664) | (10.042) | 16,2% | (32.933) | (27.529) | 19,6% |
| Material | (1.182) | (2.639) | -55,2% | (3.586) | (7.477) | -52,0% |
| Serviços de Terceiros | (21.907) | (17.686) | 23,9% | (60.128) | (51.397) | 17,0% |
| Outros Custos/Despesas Operacionais | (6.711) | (1.468) | 357,1% | (22.768) | (11.944) | 90,6% |
| Depreciação e Amortização | (51.685) | (53.095) | -2,7% | (151.050) | (143.299) | 5,4% |
| Amortização do Intangível da Concessão | (19.755) | (17.337) | 14,0% | (58.841) | (61.680) | -4,6% |
| | (112.904) | (102.266) | 10,4% | (329.307) | (303.326) | 8,6% |
| EBITDA Gerencial | 178.004 | 161.007 | 10,6% | 373.470 | 375.836 | -0,6% |
| RESULTADO DO SERVIÇO | 106.563 | 90.575 | 17,7% | 164.564 | 170.857 | -3,7% |
| RESULTADO FINANCEIRO | | | | | | |
| Receitas | 17.283 | 20.416 | -15,3% | 50.959 | 51.119 | -0,3% |
| Despesas | (86.125) | (81.062) | 6,2% | (254.600) | (224.657) | 13,3% |
| | (68.842) | (60.646) | 13,5% | (203.641) | (173.538) | 17,3% |
| LUCRO ANTES DA TRIBUTAÇÃO | 37.721 | 29.929 | 26,0% | (37.638) | (2.681) | 1303,8% |
| Contribuição Social | (5.340) | (3.833) | 39,3% | (8.952) | (6.691) | 33,8% |
| Imposto de Renda | (6.513) | (4.145) | 57,1% | (11.608) | (7.377) | 57,4% |
| LUCRO LÍQUIDO Gerencial | 25.868 | 21.951 | 17,8% | (58.199) | (16.749) | 247,5% |

(1) Considera:

(i) Participação proporcional da CPFL Energia na CPFL Renováveis (51,61%);

(ii) Exclusão dos efeitos não-recorrentes (R\$ 8 milhões – 3T15);

(iii) Parte dos efeitos do GSF (R\$ 1,6 milhão em 3T15, somando R\$ 13 milhões no 9M15) 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 no 3T16, somando R\$ R\$ 1,4 milhão no 9M16), como redutor de custos com energia elétrica (R\$ 0,3 milhão no 3T16, somando R\$ 0,9 milhão no 9M16) é reclassificado como "Outros Custos/Despesas Operacionais".

11.10) Demonstração de Resultados – Segmento de Distribuição (IFRS)

(Pro-forma, em milhares de reais)



| | Consolidado | | | 9M16 | 9M15 | Variação |
|---|--------------------|--------------------|---------------|--------------------|--------------------|---------------|
| | 3T16 | 3T15 | Variação | | | |
| RECEITA OPERACIONAL | | | | | | |
| Fornecimento de Energia Elétrica | 5.056.216 | 5.703.678 | -11,4% | 16.664.433 | 16.355.097 | 1,9% |
| Suprimento de Energia Elétrica | 217.629 | 109.989 | 97,9% | 458.873 | 721.983 | -36,4% |
| Receita com construção de infraestrutura | 299.165 | 247.560 | 20,8% | 782.162 | 735.825 | 6,3% |
| Ativo e passivo financeiro setorial | (558.007) | 727.814 | - | (1.752.239) | 2.311.969 | - |
| Outras Receitas Operacionais | 1.022.916 | 840.752 | 21,7% | 2.623.450 | 2.242.591 | 17,0% |
| | 6.037.919 | 7.629.793 | -20,9% | 18.776.679 | 22.367.467 | -16,1% |
| DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL | (2.473.700) | (3.579.976) | -30,9% | (8.276.677) | (9.622.361) | -14,0% |
| RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA | 3.564.219 | 4.049.817 | -12,0% | 10.500.002 | 12.745.106 | -17,6% |
| CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA | | | | | | |
| Energia Elétrica Comprada Para Revenda | (2.108.341) | (2.381.929) | -11,5% | (5.985.341) | (8.175.128) | -26,8% |
| Encargo de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição | (278.240) | (427.507) | -34,9% | (945.928) | (1.074.535) | -12,0% |
| | (2.386.581) | (2.809.436) | -15,1% | (6.931.269) | (9.249.663) | -25,1% |
| CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS | | | | | | |
| Pessoal | (167.303) | (163.408) | 2,4% | (508.291) | (487.342) | 4,3% |
| Material | (32.585) | (26.157) | 24,6% | (90.090) | (69.797) | 29,1% |
| Serviços de Terceiros | (163.632) | (133.395) | 22,7% | (467.274) | (380.879) | 22,7% |
| Outros Custos/Despesas Operacionais | (106.175) | (92.290) | 15,0% | (395.246) | (367.868) | 7,4% |
| <i>PDD</i> | <i>(32.534)</i> | <i>(31.269)</i> | <i>4,0%</i> | <i>(126.696)</i> | <i>(90.832)</i> | <i>39,5%</i> |
| <i>Despesas Legais e Judiciais</i> | <i>(28.698)</i> | <i>(41.233)</i> | <i>-30,4%</i> | <i>(126.840)</i> | <i>(181.929)</i> | <i>-30,3%</i> |
| <i>Outros</i> | <i>(44.942)</i> | <i>(19.789)</i> | <i>127,1%</i> | <i>(141.709)</i> | <i>(95.107)</i> | <i>49,0%</i> |
| Custos com construção de infraestrutura | (299.165) | (247.560) | 20,8% | (782.162) | (735.825) | 6,3% |
| Entidade de Previdência Privada | (23.141) | (16.234) | 42,5% | (50.323) | (48.696) | 3,3% |
| Depreciação e Amortização | (120.964) | (112.697) | 7,3% | (358.680) | (342.582) | 4,7% |
| Amortização do Intangível da Concessão | (5.918) | (5.014) | 18,0% | (17.753) | (15.404) | 15,2% |
| | (918.883) | (796.755) | 15,3% | (2.669.818) | (2.448.394) | 9,0% |
| EBITDA (IFRS)⁽¹⁾ | 385.637 | 561.337 | -31,3% | 1.275.348 | 1.405.035 | -9,2% |
| RESULTADO DO SERVIÇO | 258.755 | 443.626 | -41,7% | 898.916 | 1.047.049 | -14,1% |
| RESULTADO FINANCEIRO | | | | | | |
| Receitas | 233.581 | 301.861 | -22,6% | 826.408 | 746.938 | 10,6% |
| Despesas | (384.507) | (427.213) | -10,0% | (982.232) | (1.001.381) | -1,9% |
| Juros Sobre o Capital Próprio | (150.926) | (125.351) | 20,4% | (155.824) | (254.443) | -38,8% |
| | 107.829 | 318.274 | -66,1% | 743.092 | 792.606 | -6,2% |
| LUCRO ANTES DA TRIBUTAÇÃO | | | | | | |
| Contribuição Social | (12.318) | (31.358) | -60,7% | (74.891) | (74.977) | -0,1% |
| Imposto de Renda | (31.594) | (85.909) | -63,2% | (199.480) | (206.160) | -3,2% |
| | 63.916 | 201.007 | -68,2% | 468.720 | 511.469 | -8,4% |

Nota:

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

11.11) Demonstração de Resultados – Segmento de Distribuição (Gerencial)

(Pro-forma, em milhares de reais)



| | Consolidado | | | | | |
|---|--------------------|--------------------|---------------|--------------------|--------------------|---------------|
| | 3T16 | 3T15 | Varição | 9M16 | 9M15 | Varição |
| RECEITA OPERACIONAL | | | | | | |
| Fornecimento de Energia Elétrica | 5.056.216 | 5.703.678 | -11,4% | 16.664.433 | 16.355.097 | 1,9% |
| Suprimento de Energia Elétrica | 217.629 | 109.989 | 97,9% | 458.873 | 721.983 | -36,4% |
| Receita com construção de infraestrutura | 299.165 | 247.560 | 20,8% | 782.162 | 735.825 | 6,3% |
| Ativo e passivo financeiro setorial | (555.330) | 597.187 | - | (1.718.497) | 2.115.902 | - |
| Outras Receitas Operacionais | 1.022.916 | 840.752 | 21,7% | 2.623.450 | 2.242.591 | 17,0% |
| | 6.040.596 | 7.499.166 | -19,4% | 18.810.422 | 22.171.400 | -15,2% |
| DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL | (2.473.700) | (3.567.893) | -30,7% | (8.276.677) | (9.573.008) | -13,5% |
| RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA | 3.566.896 | 3.931.273 | -9,3% | 10.533.745 | 12.598.392 | -16,4% |
| CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA | | | | | | |
| Energia Elétrica Comprada Para Revenda | (2.108.341) | (2.381.929) | -11,5% | (5.985.341) | (8.175.128) | -26,8% |
| Encargo de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição | (278.240) | (427.507) | -34,9% | (945.928) | (1.074.535) | -12,0% |
| | (2.386.581) | (2.809.436) | -15,1% | (6.931.269) | (9.249.663) | -25,1% |
| CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS | | | | | | |
| Pessoal | (167.303) | (163.408) | 2,4% | (508.291) | (487.342) | 4,3% |
| Material | (32.585) | (26.157) | 24,6% | (90.090) | (69.797) | 29,1% |
| Serviços de Terceiros | (163.632) | (133.395) | 22,7% | (467.274) | (380.879) | 22,7% |
| Outros Custos/Despesas Operacionais | (106.175) | (92.290) | 15,0% | (395.246) | (318.056) | 24,3% |
| PDD | (32.534) | (31.269) | 4,0% | (126.696) | (90.832) | 39,5% |
| Despesas Legais e Judiciais | (28.698) | (41.233) | -30,4% | (126.840) | (132.117) | -4,0% |
| Outros | (44.942) | (19.789) | 127,1% | (141.709) | (95.107) | 49,0% |
| Custos com construção de infraestrutura | (299.165) | (247.560) | 20,8% | (782.162) | (735.825) | 6,3% |
| Entidade de Previdência Privada | (23.141) | (16.234) | 42,5% | (50.323) | (48.696) | 3,3% |
| Depreciação e Amortização | (120.964) | (112.697) | 7,3% | (358.680) | (342.582) | 4,7% |
| Amortização do Intangível da Concessão | (5.918) | (5.014) | 18,0% | (17.753) | (15.404) | 15,2% |
| | (918.883) | (796.755) | 15,3% | (2.669.818) | (2.398.582) | 11,3% |
| EBITDA Gerencial⁽¹⁾ | 388.314 | 442.793 | -12,3% | 1.309.091 | 1.308.132 | 0,1% |
| RESULTADO DO SERVIÇO | 261.433 | 325.082 | -19,6% | 932.659 | 950.146 | -1,8% |
| RESULTADO FINANCEIRO | | | | | | |
| Receitas | 233.581 | 301.861 | -22,6% | 826.408 | 736.381 | 12,2% |
| Despesas | (387.185) | (308.668) | 25,4% | (1.015.974) | (814.109) | 24,8% |
| Juros Sobre o Capital Próprio | (153.604) | (6.807) | 2156,5% | (189.567) | (77.728) | 143,9% |
| | 107.829 | 318.274 | -66,1% | 743.092 | 872.418 | -14,8% |
| LUCRO ANTES DA TRIBUTAÇÃO | | | | | | |
| Contribuição Social | (12.318) | (31.358) | -60,7% | (74.891) | (82.160) | -8,8% |
| Imposto de Renda | (31.594) | (85.909) | -63,2% | (199.480) | (226.113) | -11,8% |
| | 63.916 | 201.007 | -68,2% | 468.720 | 564.145 | -16,9% |
| Lucro Líquido Gerencial⁽²⁾ | 63.916 | 201.007 | -68,2% | 468.720 | 564.145 | -16,9% |

Notas:

- (1) O EBITDA Gerencial exclui os efeitos não recorrentes e a variação cambial de Itaipu (efeito negativo em R\$ 3 milhões no 3T16 e positivo em R\$ 119 milhões no 3T15);
- (2) O Lucro Líquido Gerencial exclui os efeitos não recorrentes.

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

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

| CPFL PAULISTA | | | | | | |
|------------------------------------|------------------|------------------|---------------|------------------|-------------------|---------------|
| | 3T16 | 3T15 | Var. | 9M16 | 9M15 | Var. |
| Receita Operacional Bruta | 3.111.428 | 4.086.626 | -23,9% | 9.712.671 | 11.783.067 | -17,6% |
| Receita Operacional Líquida | 1.835.304 | 2.155.126 | -14,8% | 5.457.006 | 6.632.712 | -17,7% |
| Custo com Energia Elétrica | (1.255.263) | (1.519.877) | -17,4% | (3.679.409) | (4.875.263) | -24,5% |
| Custos e Despesas Operacionais | (460.609) | (393.575) | 17,0% | (1.341.159) | (1.243.089) | 7,9% |
| Resultado do Serviço | 119.432 | 241.673 | -50,6% | 436.438 | 514.360 | -15,1% |
| EBITDA (IFRS)⁽¹⁾ | 173.395 | 295.005 | -41,2% | 596.010 | 677.245 | -12,0% |
| Resultado Financeiro | (86.802) | (106.357) | -18,4% | (61.482) | (165.717) | -62,9% |
| Lucro antes da Tributação | 32.631 | 135.316 | -75,9% | 374.957 | 348.643 | 7,5% |
| Lucro Líquido (IFRS) | 17.278 | 83.982 | -79,4% | 235.118 | 221.667 | 6,1% |

| CPFL PIRATININGA | | | | | | |
|------------------------------------|------------------|------------------|---------------|------------------|------------------|---------------|
| | 3T16 | 3T15 | Var. | 9M16 | 9M15 | Var. |
| Receita Operacional Bruta | 1.380.474 | 1.654.526 | -16,6% | 4.341.430 | 5.055.216 | -14,1% |
| Receita Operacional Líquida | 788.209 | 838.533 | -6,0% | 2.323.549 | 2.807.103 | -17,2% |
| Custo com Energia Elétrica | (553.388) | (616.293) | -10,2% | (1.612.643) | (2.103.498) | -23,3% |
| Custos e Despesas Operacionais | (179.594) | (150.305) | 19,5% | (506.317) | (473.049) | 7,0% |
| Resultado do Serviço | 55.228 | 71.935 | -23,2% | 204.589 | 230.556 | -11,3% |
| EBITDA (IFRS)⁽¹⁾ | 78.399 | 96.093 | -18,4% | 273.693 | 302.799 | -9,6% |
| Resultado Financeiro | (29.519) | 28.708 | -202,8% | (22.580) | 1.535 | -1571,3% |
| Lucro antes da Tributação | 25.709 | 100.643 | -74,5% | 182.009 | 232.090 | -21,6% |
| Lucro Líquido (IFRS) | 15.178 | 64.184 | -76,4% | 112.604 | 150.216 | -25,0% |

| RGE | | | | | | |
|------------------------------------|------------------|------------------|---------------|------------------|------------------|---------------|
| | 3T16 | 3T15 | Var. | 9M16 | 9M15 | Var. |
| Receita Operacional Bruta | 1.204.924 | 1.467.087 | -17,9% | 3.682.646 | 4.323.838 | -14,8% |
| Receita Operacional Líquida | 726.108 | 821.028 | -11,6% | 2.094.197 | 2.610.508 | -19,8% |
| Custo com Energia Elétrica | (453.206) | (530.790) | -14,6% | (1.288.232) | (1.824.864) | -29,4% |
| Custos e Despesas Operacionais | (212.754) | (196.789) | 8,1% | (632.125) | (573.953) | 10,1% |
| Resultado do Serviço | 60.149 | 93.449 | -35,6% | 173.839 | 211.691 | -17,9% |
| EBITDA (IFRS)⁽¹⁾ | 98.626 | 127.338 | -22,5% | 288.221 | 311.907 | -7,6% |
| Resultado Financeiro | (29.290) | (32.576) | -10,1% | (49.904) | (73.417) | -32,0% |
| Lucro antes da Tributação | 30.859 | 60.873 | -49,3% | 123.936 | 138.274 | -10,4% |
| Lucro Líquido (IFRS) | 19.744 | 39.104 | -49,5% | 79.132 | 91.861 | -13,9% |

| CPFL SANTA CRUZ | | | | | | |
|------------------------------------|----------------|----------------|---------------|----------------|----------------|---------------|
| | 3T16 | 3T15 | Var. | 9M16 | 9M15 | Var. |
| Receita Operacional Bruta | 150.478 | 183.012 | -17,8% | 454.599 | 542.901 | -16,3% |
| Receita Operacional Líquida | 96.429 | 105.121 | -8,3% | 276.054 | 324.805 | -15,0% |
| Custo com Energia Elétrica | (59.034) | (68.355) | -13,6% | (159.779) | (219.978) | -27,4% |
| Custos e Despesas Operacionais | (27.870) | (22.688) | 22,8% | (83.871) | (66.185) | 26,7% |
| Resultado do Serviço | 9.525 | 14.078 | -32,3% | 32.403 | 38.642 | -16,1% |
| EBITDA (IFRS)⁽¹⁾ | 14.221 | 16.858 | -15,6% | 46.302 | 48.542 | -4,6% |
| Resultado Financeiro | (1.995) | (3.937) | -49,3% | (7.661) | (1.808) | 323,8% |
| Lucro antes da Tributação | 7.530 | 10.141 | -25,8% | 24.742 | 36.834 | -32,8% |
| Lucro Líquido (IFRS) | 4.739 | 6.461 | -26,6% | 17.209 | 24.563 | -29,9% |

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 | | | | | | |
|------------------------------------|---------------|---------------|---------------|----------------|----------------|---------------|
| | 3T16 | 3T15 | Var. | 9M16 | 9M15 | Var. |
| Receita Operacional Bruta | 46.235 | 55.058 | -16,0% | 133.837 | 149.566 | -10,5% |
| Receita Operacional Líquida | 30.770 | 32.546 | -5,5% | 84.743 | 89.922 | -5,8% |
| Custo com Energia Elétrica | (15.563) | (17.299) | -10,0% | (43.233) | (51.422) | -15,9% |
| Custos e Despesas Operacionais | (10.066) | (8.288) | 21,4% | (28.219) | (23.596) | 19,6% |
| Resultado do Serviço | 5.141 | 6.959 | -26,1% | 13.291 | 14.904 | -10,8% |
| EBITDA (IFRS)⁽¹⁾ | 6.883 | 7.922 | -13,1% | 18.468 | 18.725 | -1,4% |
| Resultado Financeiro | (997) | (2.241) | -55,5% | (4.016) | (2.537) | 58,3% |
| Lucro antes da Tributação | 4.144 | 4.718 | -12,2% | 9.274 | 12.367 | -25,0% |
| Lucro Líquido (IFRS) | 2.666 | 3.109 | -14,3% | 6.485 | 7.887 | -17,8% |

| CPFL SUL PAULISTA | | | | | | |
|------------------------------------|---------------|---------------|---------------|----------------|----------------|---------------|
| | 3T16 | 3T15 | Var. | 9M16 | 9M15 | Var. |
| Receita Operacional Bruta | 58.890 | 72.299 | -18,5% | 181.510 | 203.171 | -10,7% |
| Receita Operacional Líquida | 37.406 | 39.506 | -5,3% | 110.922 | 114.669 | -3,3% |
| Custo com Energia Elétrica | (19.355) | (22.363) | -13,5% | (58.658) | (67.262) | -12,8% |
| Custos e Despesas Operacionais | (14.313) | (10.098) | 41,7% | (39.013) | (29.860) | 30,7% |
| Resultado do Serviço | 3.738 | 7.045 | -46,9% | 13.251 | 17.547 | -24,5% |
| EBITDA (IFRS)⁽¹⁾ | 6.087 | 8.231 | -26,0% | 20.197 | 21.602 | -6,5% |
| Resultado Financeiro | (961) | (2.949) | -67,4% | (4.229) | (2.798) | 51,1% |
| Lucro antes da Tributação | 2.777 | 4.096 | -32,2% | 9.022 | 14.749 | -38,8% |
| Lucro Líquido (IFRS) | 1.780 | 2.675 | -33,5% | 5.846 | 9.501 | -38,5% |

| CPFL JAGUARI | | | | | | |
|------------------------------------|---------------|---------------|---------------|----------------|----------------|---------------|
| | 3T16 | 3T15 | Var. | 9M16 | 9M15 | Var. |
| Receita Operacional Bruta | 56.277 | 74.204 | -24,2% | 181.639 | 210.442 | -13,7% |
| Receita Operacional Líquida | 32.183 | 37.241 | -13,6% | 101.721 | 110.018 | -7,5% |
| Custo com Energia Elétrica | (23.443) | (26.004) | -9,8% | (68.622) | (82.097) | -16,4% |
| Custos e Despesas Operacionais | (7.038) | (6.655) | 5,8% | (19.906) | (18.911) | 5,3% |
| Resultado do Serviço | 1.703 | 4.583 | -62,8% | 13.193 | 9.009 | 46,4% |
| EBITDA (IFRS)⁽¹⁾ | 2.838 | 5.266 | -46,1% | 16.565 | 11.441 | 44,8% |
| Resultado Financeiro | (579) | (3.186) | -81,8% | (2.688) | (5.804) | -53,7% |
| Lucro antes da Tributação | 1.124 | 1.397 | -19,5% | 10.505 | 3.205 | 227,7% |
| Lucro Líquido (IFRS) | 565 | 796 | -29,0% | 6.422 | 1.687 | 280,6% |

| CPFL MOCOCA | | | | | | |
|------------------------------------|---------------|---------------|---------------|---------------|----------------|---------------|
| | 3T16 | 3T15 | Var. | 9M16 | 9M15 | Var. |
| Receita Operacional Bruta | 32.800 | 41.603 | -21,2% | 99.337 | 111.224 | -10,7% |
| Receita Operacional Líquida | 21.088 | 25.008 | -15,7% | 61.853 | 66.375 | -6,8% |
| Custo com Energia Elétrica | (10.357) | (11.682) | -11,3% | (29.988) | (34.672) | -13,5% |
| Custos e Despesas Operacionais | (6.892) | (9.422) | -26,9% | (19.953) | (21.362) | -6,6% |
| Resultado do Serviço | 3.839 | 3.904 | -1,7% | 11.912 | 10.340 | 15,2% |
| EBITDA (IFRS)⁽¹⁾ | 5.186 | 4.625 | 12,1% | 15.892 | 12.775 | 24,4% |
| Resultado Financeiro | (784) | (2.814) | -72,1% | (3.265) | (3.897) | -16,2% |
| Lucro antes da Tributação | 3.055 | 1.090 | 180,4% | 8.647 | 6.443 | 34,2% |
| Lucro Líquido (IFRS) | 1.966 | 696 | 182,4% | 5.905 | 4.086 | 44,5% |

Notas:

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

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

| CPFL Paulista | | | | | | |
|---------------|--------------|--------------|--------------|---------------|---------------|--------------|
| | 3T16 | 3T15 | Var. | 9M16 | 9M15 | Var. |
| Residencial | 2.069 | 2.070 | -0,1% | 6.650 | 6.677 | -0,4% |
| Industrial | 2.691 | 2.696 | -0,2% | 7.910 | 8.262 | -4,3% |
| Comercial | 1.229 | 1.290 | -4,7% | 4.075 | 4.223 | -3,5% |
| Outros | 1.084 | 1.046 | 3,7% | 3.102 | 3.058 | 1,4% |
| Total | 7.073 | 7.101 | -0,4% | 21.737 | 22.220 | -2,2% |

| CPFL Piratininga | | | | | | |
|------------------|--------------|--------------|--------------|---------------|---------------|--------------|
| | 3T16 | 3T15 | Var. | 9M16 | 9M15 | Var. |
| Residencial | 855 | 900 | -5,1% | 2.840 | 2.960 | -4,1% |
| Industrial | 1.564 | 1.813 | -13,8% | 4.743 | 5.633 | -15,8% |
| Comercial | 549 | 558 | -1,5% | 1.800 | 1.811 | -0,6% |
| Outros | 271 | 270 | 0,3% | 830 | 828 | 0,2% |
| Total | 3.238 | 3.541 | -8,6% | 10.212 | 11.232 | -9,1% |

| RGE | | | | | | |
|--------------|--------------|--------------|-------------|--------------|--------------|-------------|
| | 3T16 | 3T15 | Var. | 9M16 | 9M15 | Var. |
| Residencial | 646 | 608 | 6,3% | 1.960 | 1.866 | 5,1% |
| Industrial | 855 | 845 | 1,2% | 2.459 | 2.545 | -3,4% |
| Comercial | 317 | 320 | -1,0% | 1.044 | 1.072 | -2,6% |
| Outros | 660 | 642 | 2,7% | 2.076 | 2.011 | 3,3% |
| Total | 2.477 | 2.415 | 2,6% | 7.539 | 7.494 | 0,6% |

| CPFL Santa Cruz | | | | | | |
|-----------------|------------|------------|--------------|------------|------------|--------------|
| | 3T16 | 3T15 | Var. | 9M16 | 9M15 | Var. |
| Residencial | 85 | 84 | 1,1% | 266 | 264 | 0,9% |
| Industrial | 52 | 55 | -7,1% | 157 | 169 | -7,0% |
| Comercial | 35 | 37 | -5,2% | 118 | 123 | -3,8% |
| Outros | 91 | 88 | 3,3% | 265 | 262 | 1,3% |
| Total | 262 | 264 | -0,7% | 806 | 817 | -1,3% |

| CPFL Jaguari | | | | | | |
|--------------|------------|------------|-------------|------------|------------|-------------|
| | 3T16 | 3T15 | Var. | 9M16 | 9M15 | Var. |
| Residencial | 21 | 21 | 3,3% | 67 | 66 | 1,3% |
| Industrial | 94 | 94 | 0,4% | 288 | 286 | 0,7% |
| Comercial | 12 | 11 | 5,4% | 38 | 38 | 1,4% |
| Outros | 9 | 9 | 1,0% | 28 | 28 | 1,5% |
| Total | 137 | 135 | 1,3% | 421 | 418 | 0,9% |

| CPFL Mococa | | | | | | |
|--------------|-----------|-----------|-------------|------------|------------|-------------|
| | 3T16 | 3T15 | Var. | 9M16 | 9M15 | Var. |
| Residencial | 18 | 18 | 1,2% | 56 | 56 | 0,8% |
| Industrial | 16 | 15 | 12,1% | 48 | 45 | 6,0% |
| Comercial | 7 | 7 | -5,6% | 23 | 24 | -4,6% |
| Outros | 17 | 16 | 1,8% | 46 | 45 | 1,7% |
| Total | 58 | 56 | 3,3% | 173 | 170 | 1,7% |

| CPFL Leste Paulista | | | | | | |
|---------------------|-----------|-----------|-------------|------------|------------|-------------|
| | 3T16 | 3T15 | Var. | 9M16 | 9M15 | Var. |
| Residencial | 25 | 24 | 1,9% | 75 | 74 | 0,6% |
| Industrial | 21 | 19 | 11,4% | 63 | 57 | 9,5% |
| Comercial | 10 | 10 | -1,4% | 33 | 33 | -1,6% |
| Outros | 35 | 34 | 1,7% | 85 | 83 | 1,6% |
| Total | 91 | 88 | 3,5% | 255 | 248 | 2,7% |

| CPFL Sul Paulista | | | | | | |
|-------------------|------------|------------|---------------|------------|------------|---------------|
| | 3T16 | 3T15 | Var. | 9M16 | 9M15 | Var. |
| Residencial | 36 | 35 | 1,6% | 109 | 108 | 0,5% |
| Industrial | 46 | 76 | -40,1% | 139 | 233 | -40,2% |
| Comercial | 13 | 13 | -4,2% | 42 | 44 | -3,7% |
| Outros | 23 | 23 | -2,5% | 69 | 70 | -1,2% |
| Total | 117 | 148 | -21,1% | 359 | 455 | -21,0% |

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

| CPFL Paulista | | | | | | |
|---------------|--------------|--------------|--------------|---------------|---------------|--------------|
| | 3T16 | 3T15 | Var. | 9M16 | 9M15 | Var. |
| Residencial | 2.069 | 2.070 | -0,1% | 6.650 | 6.677 | -0,4% |
| Industrial | 811 | 930 | -12,7% | 2.553 | 2.870 | -11,0% |
| Comercial | 1.073 | 1.162 | -7,7% | 3.619 | 3.810 | -5,0% |
| Outros | 1.054 | 1.015 | 3,8% | 3.004 | 2.962 | 1,4% |
| Total | 5.006 | 5.177 | -3,3% | 15.827 | 16.319 | -3,0% |

| CPFL Piratininga | | | | | | |
|------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| | 3T16 | 3T15 | Var. | 9M16 | 9M15 | Var. |
| Residencial | 855 | 900 | -5,1% | 2.840 | 2.960 | -4,1% |
| Industrial | 429 | 512 | -16,2% | 1.352 | 1.570 | -13,9% |
| Comercial | 475 | 499 | -4,7% | 1.586 | 1.615 | -1,8% |
| Outros | 247 | 260 | -4,9% | 782 | 793 | -1,4% |
| Total | 2.006 | 2.171 | -7,6% | 6.560 | 6.939 | -5,5% |

| RGE | | | | | | |
|--------------|--------------|--------------|-------------|--------------|--------------|-------------|
| | 3T16 | 3T15 | Var. | 9M16 | 9M15 | Var. |
| Residencial | 646 | 608 | 6,3% | 1.960 | 1.866 | 5,1% |
| Industrial | 351 | 379 | -7,6% | 1.061 | 1.153 | -8,0% |
| Comercial | 298 | 307 | -2,8% | 988 | 1.015 | -2,6% |
| Outros | 659 | 642 | 2,6% | 2.076 | 2.011 | 3,2% |
| Total | 1.954 | 1.936 | 0,9% | 6.085 | 6.044 | 0,7% |

| CPFL Santa Cruz | | | | | | |
|-----------------|------------|------------|--------------|------------|------------|--------------|
| | 3T16 | 3T15 | Var. | 9M16 | 9M15 | Var. |
| Residencial | 85 | 84 | 1,1% | 266 | 264 | 0,9% |
| Industrial | 36 | 44 | -19,0% | 117 | 135 | -13,6% |
| Comercial | 35 | 37 | -5,7% | 117 | 122 | -4,0% |
| Outros | 91 | 88 | 3,3% | 265 | 262 | 1,3% |
| Total | 246 | 253 | -2,6% | 765 | 783 | -2,2% |

| CPFL Jaguari | | | | | | |
|--------------|------------|------------|--------------|------------|------------|--------------|
| | 3T16 | 3T15 | Var. | 9M16 | 9M15 | Var. |
| Residencial | 21 | 21 | 3,3% | 67 | 66 | 1,3% |
| Industrial | 70 | 77 | -8,6% | 212 | 235 | -9,4% |
| Comercial | 12 | 11 | 5,4% | 38 | 38 | 1,4% |
| Outros | 9 | 9 | 1,0% | 28 | 28 | 1,5% |
| Total | 113 | 118 | -4,4% | 346 | 366 | -5,6% |

| CPFL Mococa | | | | | | |
|--------------|-----------|-----------|-------------|------------|------------|-------------|
| | 3T16 | 3T15 | Var. | 9M16 | 9M15 | Var. |
| Residencial | 18 | 18 | 1,2% | 56 | 56 | 0,8% |
| Industrial | 9 | 9 | 7,6% | 27 | 27 | 0,9% |
| Comercial | 7 | 7 | -5,6% | 23 | 24 | -4,6% |
| Outros | 17 | 16 | 1,8% | 46 | 45 | 1,7% |
| Total | 51 | 51 | 1,5% | 152 | 151 | 0,2% |

| CPFL Leste Paulista | | | | | | |
|---------------------|-----------|-----------|-------------|------------|------------|-------------|
| | 3T16 | 3T15 | Var. | 9M16 | 9M15 | Var. |
| Residencial | 25 | 24 | 1,9% | 75 | 74 | 0,6% |
| Industrial | 7 | 7 | 7,2% | 21 | 21 | -0,8% |
| Comercial | 10 | 10 | -1,4% | 33 | 33 | -1,6% |
| Outros | 35 | 34 | 1,7% | 85 | 83 | 1,6% |
| Total | 77 | 76 | 1,9% | 213 | 212 | 0,5% |

| CPFL Sul Paulista | | | | | | |
|-------------------|-----------|-----------|--------------|------------|------------|--------------|
| | 3T16 | 3T15 | Var. | 9M16 | 9M15 | Var. |
| Residencial | 36 | 35 | 1,6% | 109 | 108 | 0,5% |
| Industrial | 24 | 24 | -0,8% | 72 | 72 | -0,6% |
| Comercial | 13 | 13 | -4,2% | 42 | 44 | -3,7% |
| Outros | 23 | 23 | -2,5% | 69 | 70 | -1,2% |
| Total | 95 | 96 | -0,8% | 292 | 294 | -0,8% |