

São Paulo, 13 de agosto de 2015 – A CPFL Energia S.A. (BM&FBOVESPA: CPFE3 e NYSE: CPL), anuncia seu **resultado do 2T15**. 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 2T14, salvo indicação contrária.

CPFL ENERGIA ANUNCIA AUMENTO DE 32,7% NA RECEITA LÍQUIDA EM 2T15

| Indicadores (R\$ Milhões) | 2T15 | 2T14 | Var. | 1S15 | 1S14 | Var. |
|--|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| Vendas na Área de Concessão - GWh | 14.191 | 14.621 | -2,9% | 29.305 | 30.129 | -2,7% |
| Mercado Cativo | 10.079 | 10.329 | -2,4% | 21.231 | 21.684 | -2,1% |
| TUSD | 4.112 | 4.292 | -4,2% | 8.074 | 8.445 | -4,4% |
| Receita Operacional Bruta ⁽¹⁾ | 8.768 | 4.953 | 77,0% | 16.173 | 9.980 | 62,1% |
| Receita Operacional Líquida ⁽¹⁾ | 4.878 | 3.677 | 32,7% | 9.937 | 7.415 | 34,0% |
| EBITDA (IFRS) ⁽²⁾ | 692 | 772 | -10,3% | 1.665 | 1.559 | 6,8% |
| EBITDA Gerencial ⁽³⁾ | 884 | 903 | -2,1% | 2.030 | 1.988 | 2,1% |
| Lucro Líquido (IFRS) | 90 | 145 | -37,9% | 233 | 320 | -27,3% |
| Lucro Líquido Gerencial ⁽⁴⁾ | 264 | 255 | 3,5% | 572 | 650 | -12,1% |
| Investimentos | 382 | 280 | 36,5% | 713 | 520 | 37,1% |

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, os ativos e passivos financeiros setoriais (antigos ativos e passivos regulatórios) e exclui os efeitos não-recorrentes;
- (4) O Lucro Líquido Gerencial considera as participações equivalentes em cada um dos ativos nos quais a CPFL Energia possui participação, os ativos e passivos financeiros setoriais (antigos ativos e passivos regulatórios) e exclui os efeitos não-recorrentes.

DESTAQUES 2T15

- Redução de **2,9%** nas vendas na **área de concessão - residencial (-1,5%), comercial (+0,6%) e industrial (-5,4%)**
- **Investimentos de R\$ 382 milhões** no 2T15, totalizando **R\$ 713 milhões** no 1S15.
- Reajuste tarifário da **RGE** em junho de 2015, com uma variação da Parcela B de **2,84%**
- Reafirmação do **rating brAA+** pela **Standard&Poor's Rating Services** da **CPFL Energia** e suas subsidiárias.
- Variação das **ações da CPFL Energia** de **-2,9%** na BM&FBOVESPA e de **-3,7%** na NYSE no 2T15
- Prêmio de melhor empresa do ano do setor elétrico pela **Época NEGÓCIOS 360°**
- CPFL Santa Cruz em 1º lugar no **ranking de continuidade de serviço** de 2014 da ANEEL na categoria distribuidoras grandes (acima de 1TWh)
- Vencedora do **Prêmio Abradee 2015** nas categorias Avaliação pelo Cliente (CPFL Paulista) e Responsabilidade Social (RGE)

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

- Sexta-feira, 14 de agosto de 2015 – 11h00 (Brasília), 10h00 (ET)
- Português: 55-11-3193-1001 ou 55-11-2820-4001 (Brasil)
- Inglês: 1-888-700-0802 (EUA) e 1-786-924-6977 (Outros Países)
- **Webcast:** www.cpfl.com.br/ri

Área de Relações com Investidores

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

ÍNDICE

| | |
|---|----|
| 1) MENSAGEM DO PRESIDENTE | 4 |
| 2) CONTEXTO MACROECONÔMICO | 6 |
| 3) VENDAS DE ENERGIA..... | 8 |
| 3.1) Vendas na Área de Concessão das Distribuidoras..... | 8 |
| 3.1.1) Participação de cada Classe nas Vendas na Área de Concessão | 9 |
| 3.1.2) Vendas no Mercado Cativo | 9 |
| 3.1.3) TUSD | 9 |
| 3.2) Demanda contratada em MW | 10 |
| 3.3) Capacidade instalada da Geração | 10 |
| 4) INFORMAÇÕES SOBRE PARTICIPAÇÕES SOCIETÁRIAS E CRITÉRIOS DE CONSOLIDAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS | 11 |
| 4.1) Consolidação da CPFL Renováveis..... | 13 |
| 4.2) Apresentação dos números gerenciais | 13 |
| 5) DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO..... | 14 |
| 5.1) Ativos e Passivos Financeiros Setoriais..... | 14 |
| 5.2) Receita Operacional | 14 |
| 5.3) Custo com Energia Elétrica | 15 |
| 5.4) Custos e Despesas Operacionais | 16 |
| 5.5) EBITDA..... | 18 |
| 5.6) Resultado Financeiro..... | 18 |
| 5.7) Lucro Líquido | 19 |
| 6) ENDIVIDAMENTO..... | 20 |
| 6.1) Dívida em IFRS | 20 |
| 6.2) Dívida no critério Pro Forma | 21 |
| 6.2.1) Movimentação da dívida | 21 |
| 6.2.2) Cronograma de Amortização da Dívida | 22 |
| 6.2.3) Indexação e Custo da Dívida | 23 |
| 6.3) Dívida Líquida no critério <i>covenant</i> e Alavancagem | 23 |
| 7) INVESTIMENTOS | 24 |
| 8) DESTINAÇÃO DO RESULTADO..... | 26 |
| 9) MERCADO DE CAPITALIS..... | 26 |
| 9.1) Desempenho das Ações | 26 |
| 9.2) Volume Médio Diário | 27 |
| 9.3) <i>Ratings</i> | 27 |
| 10) GOVERNANÇA CORPORATIVA..... | 28 |
| 11) ESTRUTURA SOCIETÁRIA– 30/06/2015..... | 29 |
| 12) DESEMPENHO DOS SEGMENTOS DE NEGÓCIO..... | 30 |
| 12.1) Segmento de Distribuição | 30 |
| 12.1.1) Desempenho Econômico-Financeiro | 30 |
| 12.1.1.1) Ativos e Passivos Financeiros Setoriais | 30 |
| 12.1.1.2) Receita Operacional | 30 |
| 12.1.1.3) Custo com Energia Elétrica | 31 |
| 12.1.1.4) Custos e Despesas Operacionais | 33 |
| 12.1.1.5) EBITDA..... | 33 |
| 12.1.1.6) Resultado Financeiro | 34 |

| | |
|---|----|
| 12.1.1.7) Lucro Líquido | 35 |
| 12.1.2) Reajuste Tarifário Anual | 35 |
| 12.1.3) Revisão Tarifária Extraordinária (RTE) de 2015 | 36 |
| 12.1.4) 4º Ciclo de Revisão Tarifária Periódica | 37 |
| 12.1.5) Desempenho Operacional do Segmento de Distribuição | 37 |
| 12.2) Segmentos de Comercialização e Serviços | 38 |
| 12.3) Segmento de Geração Convencional | 38 |
| 12.3.1) Desempenho Econômico-Financeiro | 38 |
| 12.4) CPFL Renováveis | 40 |
| 12.4.1) Desempenho Econômico-Financeiro | 40 |
| 12.4.2) Status dos Projetos de Geração – 100% | 43 |
| | |
| 13) ANEXOS | 45 |
| 13.1) Balanço Patrimonial (Ativo) – CPFL Energia | 45 |
| 13.2) Balanço Patrimonial (Passivo) – CPFL Energia | 46 |
| 13.3) Demonstração de Resultados – CPFL Energia (IFRS) | 47 |
| 13.4) Demonstração de Resultados – CPFL Energia (Gerencial) | 48 |
| 13.5) Fluxo de Caixa – CPFL Energia | 49 |
| 13.6) Demonstração de Resultados – Segmento de Geração Convencional (IFRS) | 50 |
| 13.7) Demonstração de Resultados – Segmento de Geração Convencional (Gerencial) | 51 |
| 13.8) Demonstração de Resultados – CPFL Renováveis (IFRS) | 52 |
| 13.9) Demonstração de Resultados – CPFL Renováveis (Gerencial) | 53 |
| 13.10) Demonstração de Resultados – Segmento de Distribuição (IFRS) | 54 |
| 13.11) Demonstração de Resultados – Segmento de Distribuição (Gerencial) | 55 |
| 13.12) Desempenho Econômico-Financeiro por Distribuidora | 56 |
| 13.13) Vendas na Área de Concessão por Distribuidora (em GWh) | 58 |
| 13.14) Vendas no Mercado Cativo por Distribuidora (em GWh) | 59 |

1) MENSAGEM DO PRESIDENTE

Estamos no 2º semestre de 2015 e podemos afirmar que a ameaça de um racionamento de energia nesse ano já foi descartada. Temos observado no período recente uma melhora das condições hidrológicas, que associada a uma redução expressiva da carga em todo país, vem permitindo a recomposição do nível dos reservatórios. O despacho térmico ainda em níveis elevados e a entrada de energia de reserva na matriz energética vem resultando em um GSF (Generation Scaling Factor) de 19% no 2T15, causando significativo impacto aos geradores hídricos que tem sua energia contratada, levando-os a comprar energia no mercado de curto prazo para honrar seus contratos.

Os agentes do setor (empresas, associações e demais instituições) têm participado ativamente na interlocução com o Governo Federal, agência reguladora e Ministérios da Fazenda e Minas e Energia na busca de soluções para garantir o equilíbrio econômico-financeiro das Geradoras Hidrelétricas. Entre o final de maio e início de julho, a Aneel (Agência Nacional de Energia Elétrica) realizou Audiência Pública (AP 32/2015) com vistas a obter subsídios e informações adicionais para a discussão conceitual do GSF. No final de julho, a ANEEL, consciente da necessidade de buscar uma solução para o problema do déficit hídrico das geradoras, apresentou uma proposta para as associações setoriais. Tal proposta vem sendo discutida intensamente entre os agentes, regulador e ministério, a fim de que todos os pontos do problema sejam tratados e que a solução possa cobrir tanto os agentes geradores que vendem energia no Ambiente de Contratação Regulado (ACR) quanto no Ambiente de Contratação Livre (ACL). Acreditamos que o endereçamento do GSF esteja mais próximo de uma solução, permitindo que as liquidações financeiras no mercado de curto prazo voltem a sua normalidade e para que o equilíbrio econômico financeiro dos geradores de energia seja restaurado.

No que se refere aos resultados da CPFL Energia no 2T15, gostaria de destacar que a CPFL Renováveis continua contribuindo para a expansão de nossos negócios. Nesse trimestre, nossa subsidiária atingiu 1.802 MW de capacidade em operação. Com a associação com a DESA, ocorrida em outubro de 2014, e a antecipação do parque eólico Morro dos Ventos II, previsto inicialmente para 2016, e que teve sua entrada em operação em abril último, a CPFL Renováveis contribuiu com R\$ 77 milhões para o resultado consolidado do grupo, na comparação com o 2T14. O segmento de Geração Convencional apresentou alta de 40% no EBITDA¹, favorecida pela estratégia de sazonalização adotada em nossos projetos. Já o segmento de Comercialização e Serviços continua apresentando resultados sólidos para o grupo CPFL Energia, alcançando EBITDA de R\$ 54 milhões no trimestre.

No segmento de Distribuição, o mercado na área de concessão do grupo CPFL Energia registrou queda de 2,9%. Pela primeira vez desde o racionamento em 2001, o consumo residencial apresentou retração frente ao mesmo trimestre do ano anterior (-1,5%). Já o consumo industrial (-5,4%) continua sua trajetória declinante, fortemente correlacionada ao fraco desempenho da produção industrial. A classe comercial, por sua vez, apresentou leve elevação de 0,6% no consumo frente ao 2T14. Esse desempenho mais fraco nas classes residencial e comercial reflete a rápida deterioração do cenário macroeconômico, com redução da massa de renda real, aumento da taxa de desemprego e menor volume de vendas do comércio varejista. As tarifas mais elevadas resultantes principalmente da adoção das bandeiras tarifárias e da Revisão Tarifária Extraordinária, implementada no início de março de 2015, também influenciaram o comportamento do consumidor, inibindo uma expansão do consumo.

Do ponto de vista das nossas distribuidoras, apesar de os mecanismos que aumentaram as tarifas terem impedido que os descasamentos de caixa continuassem a aumentar de forma expressiva, ao final do 2T15, tínhamos ainda R\$ 1,6 bilhão em CVAs acumuladas a receber, que devem ser recuperadas nas tarifas até o final de 2016. É importante lembrar ainda que a Aneel autorizou os reajustes tarifários anuais da CPFL Paulista e da RGE em abril e junho, respectivamente. No caso da RGE, as tarifas foram reduzidas, em média, em 3,76% a partir de 19 de junho, refletindo uma

¹ Dados gerenciais: consideram a consolidação proporcional dos ativos da geração (Ceran, Baesa, Enercan, Foz Chapecó, Epasa e Jaguari Geração) e excluem os efeitos não recorrentes.

queda no custo de aquisição de energia com a incorporação da oferta de hidrelétricas que tiveram as concessões renovadas na MP 579/2012. Para a CPFL Paulista, houve aumento médio de 4,67%, válido desde 8 de abril, para fazer frente ao aumento do valor da cota da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), determinado pelo fim da cobertura do Tesouro para os subsídios tarifários.

No consolidado da CPFL Energia, ressalto que a alavancagem da Companhia segue pressionada pelo acúmulo de ativos regulatórios na Distribuição. O indicador dívida líquida/EBITDA alcançou 3,67x ao final do 2T15. Adicionando a CVA a receber acumulada até o 2T15 ao saldo de caixa, a relação dívida líquida/EBITDA ajustada seria de 3,23x no 2T15.

Porém, a robusta política financeira da empresa e a cautelosa estratégia em cenário de estresse, garantiram a reafirmação do rating brAA+ pela Standard&Poor's Rating Services para a CPFL Energia e suas subsidiárias.

Em meio aos inúmeros desafios impostos pela desaceleração macroeconômica e pela necessidade de avanços regulatórios no setor elétrico, a CPFL Energia continua fazendo sua parte, colaborando ativamente com o regulador, o governo federal e demais agentes do setor, na busca de soluções e melhorias que permitam a adequada remuneração dos ativos do setor elétrico. Paralelamente, continuamos nos esforçando para operar nossos ativos de forma eficiente, prestando um serviço de qualidade e com responsabilidade financeira, de modo a garantir a sustentabilidade de nossos negócios.

Wilson Ferreira Jr.

Presidente da CPFL Energia

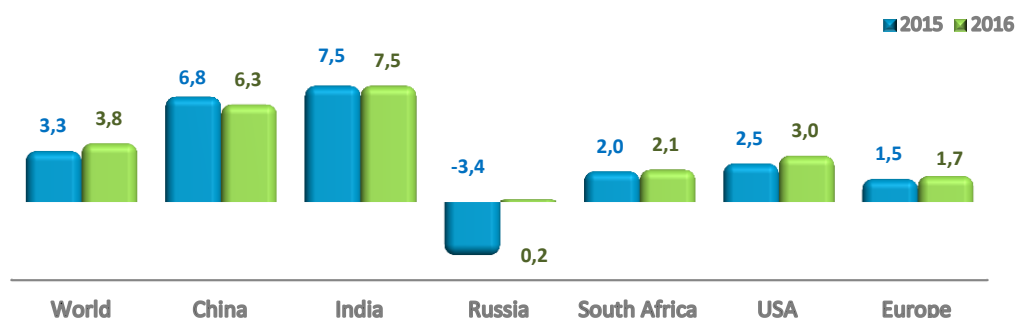
2) CONTEXTO MACROECONÔMICO

Nesse contexto atual de crise, aumenta a probabilidade de que a economia mundial não sofra uma arrancada, fato que justificou o rebaixamento das projeções internacionais para as principais economias avançadas e emergentes. Sendo assim, o cenário externo pode representar uma menor contribuição à retomada do crescimento da economia doméstica.

Para a economia mundial, espera-se um crescimento anual de 3,3% em 2015, e 3,8% em 2016.

Projeção de PIB para 2015 e 2016 (%) | economias selecionadas

Fonte e projeções: FMI.



Após a divulgação dos fracos resultados do trimestre anterior, a economia norte-americana apresentou ritmo apenas moderado de recuperação nos últimos meses. Os dados revisados do PIB do país apontam retração de 0,2% – em termos anualizados – e discretas expansões do varejo e da produção industrial, que anotaram, respectivamente, variação de 0,9% e 0,3% ante o trimestre imediatamente anterior. Apesar da continuidade das contratações – no 2T15 foram criados 662 mil novos postos de trabalho – e das leituras positivas da confiança do consumidor e das empresas, as projeções internacionais para o PIB norte-americano em 2015 foram reduzidas de 3,1% para 2,5%, sinalizando a desaceleração da economia do país.

Os dados trimestrais da Zona do Euro revelam que, apesar das instabilidades geopolíticas, a atividade econômica anotou certa estabilidade. O índice PMI (*Purchase Managers Index*) composto, que engloba o setor industrial e de serviços do bloco atingiu marcas positivas, revelando avanço dos negócios. A aprovação do acordo de renegociação da dívida grega – que soma 86 bilhões de euros – reduziu a volatilidade dos mercados, apesar de impor fortes ajustes à economia do país. Contudo, permanece a avaliação de que o bloco teria capacidade para absorver um desfecho disruptivo da crise grega e a mediana das projeções internacionais para o PIB na região permanecem em avanço de 1,5% em 2015.

Na China, segue o processo de rebalanceamento econômico, com estímulos ao consumo interno em detrimento aos investimentos. No 2T15 os indicadores de atividade surpreenderam positivamente, com avanço da produção industrial e do varejo, que anotaram expansões médias de 6,3% e 10,2% no presente trimestre. O PIB do país cresceu 7,0% no 2T15, levemente acima das expectativas, revelando que as medidas de estímulo à liquidez e crédito praticadas desde o final de 2014 atingiram o objetivo de estimular a atividade doméstica.

No Brasil, o cenário doméstico no 2T15 anotou forte deterioração. Os ajustes restritivos na política macroeconômica e as incertezas na seara política agravam a anemia da atividade econômica e a forte crise de confiança do consumidor e do empresário, com profundos reflexos nos investimentos privados e consumo das famílias.

Um dos destaques negativos do 2T15 vem do mercado de trabalho onde houve redução líquida de 480 mil postos formais de trabalho – segundo dados do Caged/MTE - com acentuadas descontrações na indústria, construção civil e serviços. Os demais indicadores também apontam deterioração, uma vez que, segundo dados da PME/IBGE, o rendimento médio do trabalho nas regiões metropolitanas caiu 3,6% no trimestre e a taxa de desemprego, em junho, era de 6,5% da

população economicamente ativa

Em linha com a expressiva piora dos indicadores de trabalho e avanço da inflação, os resultados do varejo também foram decepcionantes. De acordo com a PMC/IBGE, o volume de vendas do varejo restrito (que não inclui veículos e materiais de construção) recuou, em maio, 4,5% em relação ao observado no mesmo mês de 2014. As retrações foram generalizadas, mas ganha destaque o recuo de 2,1% (em termos anuais) das vendas de *Supermercados e Hipermercados*, revelando uma inibição do consumo de bens essenciais.

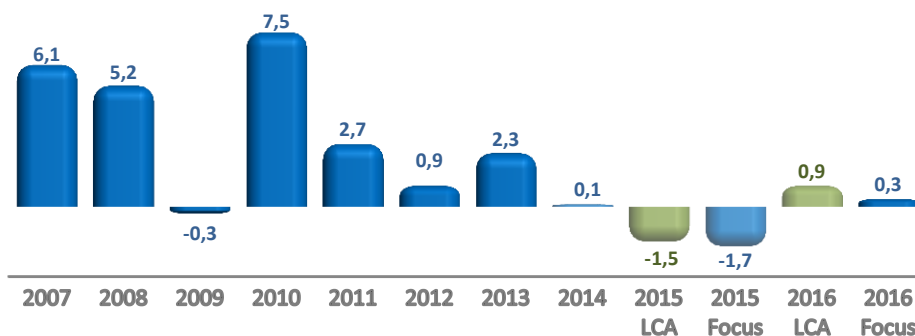
A indústria segue com desempenho crítico, em patamar bastante inferior ao observado em 2014. No segundo trimestre, a produção industrial sofreu uma retração de 6,6% em relação ao mesmo período de 2014. A despeito do forte ajuste da produção e do baixo nível histórico de utilização da capacidade produtiva (78%, muito abaixo dos 83,5% referentes à média histórica de 2008-15), os estoques industriais seguem elevados, principalmente no setor de bens de capital. Os indicadores de confiança empresarial reforçam as perspectivas pouco favoráveis para o setor – as leituras estão no pior nível desde o início da série histórica em 1995 – com destaque para o grande pessimismo em relação aos indicadores de expectativas e demanda interna.

No bojo dos resultados negativos, destacamos também os resultados trimestrais do setor automobilístico divulgados pela Anfavea, que apontam que a produção declinou 11,1% em relação ao 1T15 e 21% ante o mesmo período do ano anterior. Os licenciamentos, já declinantes, sofreram retração adicional de 10,5% ante o 1T15, refletindo a fraca demanda e justificando o grande número de trabalhadores em férias coletivas – no acumulado do ano, cerca de 114 mil trabalhadores em municípios da área de concessão do grupo CPFL estão afastados, num total de 113 dias de paralisação das fábricas.

Assim, os indicadores apontam para uma forte retração da atividade econômica em 2015, com queda de 1,7% do PIB em 2015, seguida de discreta recuperação de 0,3% em 2016.

Evolução do PIB Brasil | Crescimento anual (%)

Fonte: IBGE



3) VENDAS DE ENERGIA

3.1) Vendas na Área de Concessão das Distribuidoras

No 2T15, as vendas na área de concessão, realizadas por meio do segmento de distribuição, totalizaram 14.191 GWh, uma redução de 2,9%.

| Vendas na Área de Concessão - GWh | | | | | | |
|-----------------------------------|---------------|---------------|--------------|---------------|---------------|--------------|
| | 2T15 | 2T14 | Var. | 1S15 | 1S14 | Var. |
| Mercado Cativo | 10.079 | 10.329 | -2,4% | 21.231 | 21.684 | -2,1% |
| TUSD | 4.112 | 4.292 | -4,2% | 8.074 | 8.445 | -4,4% |
| Total | 14.191 | 14.621 | -2,9% | 29.305 | 30.129 | -2,7% |

No 2T15, as vendas para o mercado cativo totalizaram 10.079 GWh, uma queda de 2,4%. Já a quantidade de energia, em GWh, correspondente ao consumo dos clientes livres na área de atuação das distribuidoras do grupo, faturada por meio da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD), atingiu 4.112 GWh no 2T15, uma redução de 4,2%. Essas reduções são reflexo do cenário macroeconômico adverso, que vem resultando na desaceleração do consumo dos grandes clientes industriais, na redução da massa de renda real e no menor volume de vendas do comércio varejista, além do aumento das tarifas de energia elétrica e da temperatura mais amena verificada no 2T15, se comparada ao mesmo período de 2014.

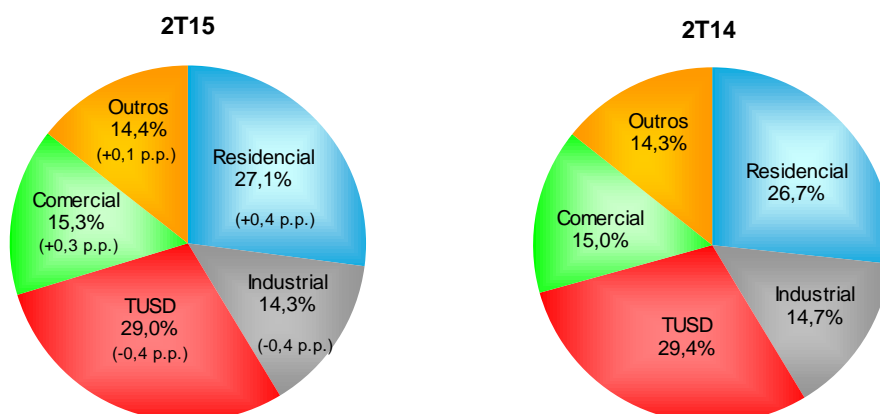
| Vendas na Área de Concessão - GWh | | | | | | | |
|-----------------------------------|---------------|---------------|--------------|---------------|---------------|--------------|---------------|
| | 2T15 | 2T14 | Var. | 1S15 | 1S14 | Var. | Part. |
| Residencial | 3.840 | 3.899 | -1,5% | 8.311 | 8.361 | -0,6% | 27,1% |
| Industrial | 5.868 | 6.203 | -5,4% | 11.617 | 12.259 | -5,2% | 41,4% |
| Comercial | 2.394 | 2.380 | 0,6% | 5.122 | 5.095 | 0,5% | 16,9% |
| Outros | 2.089 | 2.140 | -2,4% | 4.256 | 4.413 | -3,6% | 14,7% |
| Total | 14.191 | 14.621 | -2,9% | 29.305 | 30.129 | -2,7% | 100,0% |

Nota: As tabelas de vendas na área de concessão por distribuidora estão anexas a este relatório, no item 13.13.

Destacam-se no 2T15, na área de concessão:

- **Classe residencial e comercial (27,1% e 16,9% das vendas totais, respectivamente):** redução de 1,5% e crescimento de 0,6%, respectivamente. Esse desempenho reflete a piora no mercado de trabalho, com o aumento do desemprego e a diminuição da massa de renda real, além do aumento das tarifas de energia elétrica. Essas classes também foram influenciadas negativamente pela temperatura mais amena verificada no 2T15, se comparada ao 2T14, e positivamente pelo maior número de dias no calendário de faturamento (91,0 dias no 2T15 versus 89,9 dias no 2T14).
- **Classe industrial (41,4% das vendas totais):** queda de 5,4%, refletindo a desaceleração da atividade econômica e a queda do nível de confiança dos empresários na indústria nos últimos meses. Esse resultado foi influenciado principalmente pela CPFL Piratininga, que registrou a maior queda entre as distribuidoras do grupo (-6,8% ou 139 GWh).

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



Nota: Entre parênteses, a variação em pontos percentuais do 2T14 para o 2T15.

3.1.2) Vendas no Mercado Cativo

| Vendas no Mercado Cativo - GWh | | | | | | |
|--------------------------------|---------------|---------------|--------------|---------------|---------------|--------------|
| | 2T15 | 2T14 | Var. | 1S15 | 1S14 | Var. |
| Residencial | 3.840 | 3.899 | -1,5% | 8.311 | 8.361 | -0,6% |
| Industrial | 2.028 | 2.147 | -5,6% | 4.100 | 4.299 | -4,6% |
| Comercial | 2.168 | 2.189 | -1,0% | 4.654 | 4.705 | -1,1% |
| Outros | 2.044 | 2.094 | -2,4% | 4.166 | 4.319 | -3,5% |
| Total | 10.079 | 10.329 | -2,4% | 21.231 | 21.684 | -2,1% |

Nota: As tabelas de vendas no mercado cativo por distribuidora estão anexas a este relatório, no item 13.14.

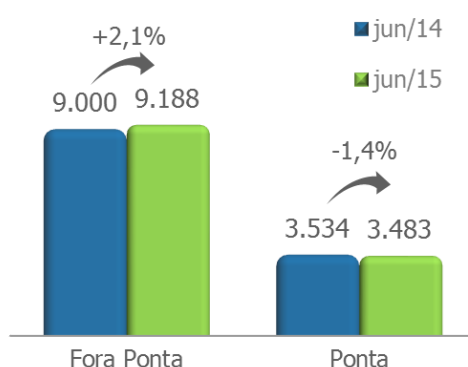
As vendas no mercado cativo foram influenciadas, principalmente, pela redução do consumo na classe industrial que, por sua vez, reflete a desaceleração da atividade econômica e a queda do nível de confiança, como explicado anteriormente. Outro fator que influenciou o mercado cativo foi o desempenho da classe residencial, que apresentou redução de consumo pela primeira vez desde o período de racionamento de 2001, em comparações trimestrais.

3.1.3) TUSD

| TUSD - GWh | | | | | | |
|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| | 2T15 | 2T14 | Var. | 1S15 | 1S14 | Var. |
| Industrial | 3.841 | 4.056 | -5,3% | 7.516 | 7.960 | -5,6% |
| Comercial | 226 | 190 | 18,9% | 467 | 391 | 19,7% |
| Outros | 45 | 46 | -2,1% | 90 | 94 | -4,2% |
| Total | 4.112 | 4.292 | -4,2% | 8.074 | 8.445 | -4,4% |

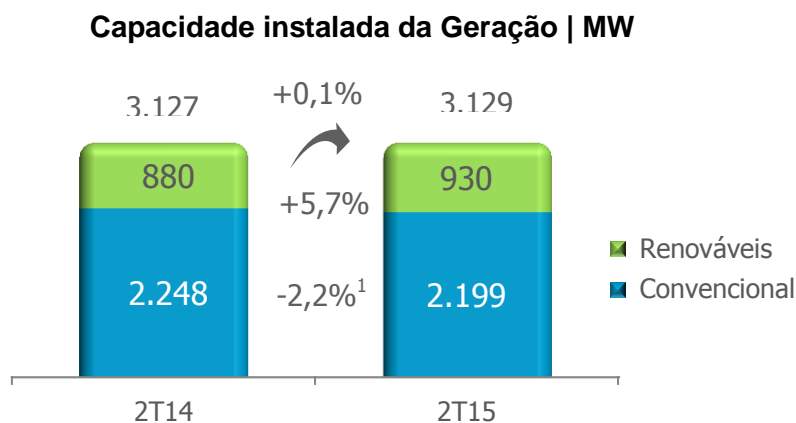
| TUSD por Distribuidora - GWh | | | | | | |
|------------------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| | 2T15 | 2T14 | Var. | 1S15 | 1S14 | Var. |
| CPFL Paulista | 2.046 | 2.089 | -2,1% | 3.978 | 4.112 | -3,3% |
| CPFL Piratininga | 1.467 | 1.569 | -6,5% | 2.923 | 3.099 | -5,7% |
| RGE | 503 | 536 | -6,0% | 971 | 1.032 | -5,9% |
| CPFL Santa Cruz | 11 | 12 | -2,9% | 23 | 23 | -1,3% |
| CPFL Jaguari | 15 | 21 | -28,8% | 34 | 39 | -12,5% |
| CPFL Mococa | 7 | 7 | -2,5% | 13 | 14 | -4,9% |
| CPFL Leste Paulista | 13 | 11 | 17,4% | 24 | 23 | 3,3% |
| CPFL Sul Paulista | 50 | 49 | 2,4% | 108 | 103 | 5,6% |
| Total | 4.112 | 4.292 | -4,2% | 8.074 | 8.445 | -4,4% |

3.2) Demanda contratada em MW



3.3) Capacidade instalada da Geração

No 2T15, a capacidade instalada de Geração do grupo CPFL Energia, considerando sua participação em cada um dos projetos, alcançava 3.129 MW, o que representa uma expansão de 0,1% em relação ao 2T14. Esse aumento deve-se principalmente à adição do parque eólico Morro dos Ventos II (2T15). Além disso, a associação da CPFL Renováveis com a Dobrevê Energia S.A. (DESA) foi concluída em setembro de 2014, com eficácia a partir de outubro de 2014, agregando 277,6 MW de capacidade instalada em operação e 53,2 MW de capacidade instalada em construção.



Nota: Considera a participação da CPFL Energia na CPFL Renováveis de 51,6% em 30/06/2015 e de 58,83% em 30/06/2014.

⁽¹⁾ Redução devido a alteração da participação acionária da CPFL Geração na Epasa de 57,13% no 2T14 para 53,34% no 2T15.

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

| Distribuição de energia | Tipo de Sociedade | Participação Societária | Localização (Estado) | Nº de municípios | Nº de consumidores aproximados (em milhares) | Prazo da concessão | Término da concessão |
|---|--|-------------------------|-------------------------------------|------------------|--|--------------------|----------------------|
| Companhia Paulista de Força e Luz ("CPFL Paulista") | Sociedade por ações de capital aberto | Direta 100% | Interior de São Paulo | 234 | 4.179 | 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 | 1.641 | 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 | 1.429 | 30 anos | Novembro de 2027 |
| Companhia Luz e Força Santa Cruz ("CPFL Santa Cruz") | Sociedade por ações de capital fechado | Direta 100% | Interior de S. Paulo e Paraná | 27 | 204 | 16 anos | Julho de 2015 |
| Companhia Leste Paulista de Energia ("CPFL Leste Paulista") | Sociedade por ações de capital fechado | Direta 100% | Interior de São Paulo | 7 | 56 | 16 anos | Julho de 2015 |
| Companhia Jaguari de Energia ("CPFL Jaguari") | Sociedade por ações de capital fechado | Direta 100% | Interior de São Paulo | 2 | 39 | 16 anos | Julho de 2015 |
| Companhia Sul Paulista de Energia ("CPFL Sul Paulista") | Sociedade por ações de capital fechado | Direta 100% | Interior de São Paulo | 5 | 82 | 16 anos | Julho de 2015 |
| Companhia Luz e Força de Mococa ("CPFL Mococa") | Sociedade por ações de capital fechado | Direta 100% | Interior de S. Paulo e Minas Gerais | 4 | 45 | 16 anos | Julho de 2015 |

| Geração de energia (fontes convencionais e renováveis) | Tipo de Sociedade | Participação Societária | Localização (Estado) | Nº usinas / tipo de energia | 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, 1 PCH e 1 Térmica | 694 MW | 694 MW |
| CERAN - Companhia Energética Rio das Antas ("CERAN") | Sociedade por ações de capital fechado | Indireta 65% | Rio Grande do Sul | 3 Hidrelétricas | 360 MW | 234 MW |
| Foz do Chapecó Energia S.A. ("Foz do Chapecó") ⁽¹⁾ | Sociedade por ações de capital fechado | Indireta 51% | Santa Catarina e Rio Grande do Sul | 1 Hidrelétrica | 855 MW | 436 MW |
| Campos Novos Energia S.A. ("ENERCAN") ⁽¹⁾ | Sociedade por ações de capital fechado | Indireta 48,72% | Santa Catarina | 1 Hidrelétrica | 880 MW | 429 MW |
| BAESA - Energética Barra Grande S.A. ("BAESA") ⁽¹⁾ | Sociedade por ações de capital aberto | Indireta 25,01% | Santa Catarina e Rio Grande do Sul | 1 Hidrelétrica | 690 MW | 173 MW |
| Centrais Elétricas da Paraíba S.A. ("EPASA") ⁽¹⁾ | Sociedade por ações de capital fechado | Indireta 53,34% | Paraíba | 2 Térmicas | 342 MW | 195 MW |
| Paulista Lajeado Energia S.A. ("Paulista Lajeado") | Sociedade por ações de capital fechado | Indireta 59,93% ⁽²⁾ | Tocantins | 1 Hidrelétrica | 903 MW | 63 MW |
| CPFL Energias Renováveis S.A. ("CPFL Renováveis") | Sociedade por ações de capital aberto | Indireta 51,61% | São Paulo, Minas Gerais, Mato Grosso, Santa Catarina, Ceará, Rio Grande do Norte, Paraná e Rio Grande do Sul | Vide item 11.4.2 | Vide item 11.4.2 | Vide item 11.4.2 |
| CPFL Centrais Geradoras Ltda. ("CPFL Centrais Geradoras") | Sociedade Limitada | Direta 100% | São Paulo | 3 PCHs e 6 CGHs | 24 MW | 24 MW |

Notas:

(1) Em função de alterações nas normas contábeis, estas empresas são tratadas como negócios em conjunto e a partir de 01/01/2013 (e comparativamente nos saldos de 2012) não são mais consolidadas proporcionalmente nas demonstrações financeiras da Companhia, sendo seus ativos, passivos e respectivos resultados registrados através de equivalência patrimonial;

(2) A Paulista Lajeado possui 7% de participação na potência instalada da Investco S.A..

| Comercialização de energia e prestação de serviços | Tipo de Sociedade | Atividade preponderante | Participação Societária |
|--|--|--|--------------------------------|
| CPFL Comercialização Brasil S.A. ("CPFL Brasil") | Sociedade por ações de capital fechado | Comercialização de energia | Direta 100% |
| Clion Assessoria e Comercialização de Energia Elétrica Ltda. ("CPFL Meridional") | Sociedade Limitada | Comercialização e prestação de serviços de energia | Indireta 100% |
| CPFL Comercialização Cone Sul S.A. ("CPFL Cone Sul") | Sociedade por ações de capital fechado | Comercialização de energia | Indireta 100% |
| CPFL Planalto Ltda. ("CPFL Planalto") | Sociedade Limitada | Comercialização de energia | Direta 100% |
| CPFL Brasil Varejista S.A. ("CPFL Brasil Varejista") | Sociedade por ações de capital fechado | Comercialização de energia | Indireta 100% |
| CPFL Serviços, Equipamentos, Indústria e Comércio S.A. ("CPFL Serviços") | Sociedade por ações de capital fechado | Fabricação, comercialização, locação e manutenção de equipamentos eletro-mecânicos e prestação de serviços | Direta 100% |
| NECT Serviços Administrativos Ltda. ("Nect") ⁽¹⁾ | 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") ⁽²⁾ | Sociedade Limitada | Serviços de arrecadação e cobrança | Direta 100% |
| CPFL Telecom S.A. ("CPFL Telecom") ⁽³⁾ | Sociedade por ações de capital fechado | Prestação de serviços na área de telecomunicações | Direta 100% |
| CPFL Transmissão Piracicaba S.A. ("CPFL Transmissão") | 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") ⁽⁴⁾ | Sociedade por ações de capital fechado | Gestão em eficiência energética | Direta 100% |
| CPFL Transmissora Morro Agudo S.A. ("CPFL Transmissão Morro Agudo") | Sociedade por ações de capital fechado | Prestação de serviços na área de transmissão de energia elétrica | Direta 100% |
| CPFL TI Nect Serviços de Informática Ltda. (TI Nect) | Sociedade Limitada | Prestação de serviços de informática | Direta 100% |

⁽¹⁾ Empresa anteriormente denominada Chumpitaz Serviços S.A.;

⁽²⁾ Empresa anteriormente denominada Bio Anicuns S.A.;

⁽³⁾ Empresa anteriormente denominada Bio Itapaci S.A.;

⁽⁴⁾ Empresa anteriormente denominada CPFL Participações S.A.

| Outras | Tipo de Sociedade | Atividade preponderante | Participação Societária |
|--|--|--------------------------------|--------------------------------|
| CPFL Jaguariúna Participações Ltda. ("CPFL Jaguariúna") | Sociedade Limitada | Sociedade de Participação | Direta 100% |
| CPFL Jaguarí de Geração de Energia Ltda. ("Jaguarí Geração") | Sociedade Limitada | Sociedade de Participação | Direta 100% |
| Chapecoense Geração S.A. ("Chapecoense") | Sociedade por ações de capital fechado | Sociedade de Participação | Indireta 51% |
| Sul Geradora Participações S.A. ("Sul Geradora") | Sociedade por ações de capital fechado | Sociedade de Participação | Indireta 99,95% |

Notas:

(1) Empresa anteriormente denominada Chumpitaz Serviços S.A.;

(2) Empresa anteriormente denominada CPFL BioAnicuns S.A.;

(3) Empresa anteriormente denominada CPFL Bio Itapaci S.A.;

(4) Empresa anteriormente denominada CPFL Participações S.A.

| Outras | Tipo de Sociedade | Atividade preponderante | Participação Societária |
|--|--|---------------------------|-------------------------|
| CPFL Jaguariúna Participações Ltda. ("CPFL Jaguariúna") | Sociedade Limitada | Sociedade de Participação | Direta 100% |
| CPFL Jaguarí de Geração de Energia Ltda. ("Jaguarí Geração") | Sociedade Limitada | Sociedade de Participação | Direta 100% |
| Chapecoense Geração S.A. ("Chapecoense") | Sociedade por ações de capital fechado | Sociedade de Participação | Indireta 51% |
| Sul Geradora Participações S.A. ("Sul Geradora") | Sociedade por ações de capital fechado | Sociedade de Participação | Indireta 99,95% |

4.1) Consolidação da CPFL Renováveis

Em 30 de junho de 2015, a CPFL Energia detinha participação indireta de 51,61% do capital social da CPFL Renováveis por meio da CPFL Geração.

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

4.2) Apresentação dos números gerenciais

A partir do 1T14, a apresentação dos números gerenciais será 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.

5) DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO

| DRE Consolidado - CPFL ENERGIA (IFRS - R\$ Mil) | | | | | | |
|---|------------------|------------------|---------------|------------------|------------------|---------------|
| | 2T15 | 2T14 | Var. | 1S15 | 1S14 | Var. |
| Receita Operacional Bruta² | 8.768.099 | 4.952.888 | 77,0% | 16.173.168 | 9.979.941 | 62,1% |
| Receita Operacional Líquida² | 4.877.637 | 3.676.653 | 32,7% | 9.936.897 | 7.415.193 | 34,0% |
| Custo com Energia Elétrica | (3.611.688) | (2.440.406) | 48,0% | (7.209.539) | (4.992.650) | 44,4% |
| Custos e Despesas Operacionais | (1.247.292) | (1.007.050) | 23,9% | (2.298.654) | (1.944.783) | 18,2% |
| Resultado do Serviço | 303.569 | 446.227 | -32,0% | 944.423 | 883.560 | 6,9% |
| EBITDA³ | 692.477 | 771.636 | -10,3% | 1.664.673 | 1.558.937 | 6,8% |
| Resultado Financeiro | (186.758) | (224.043) | -16,6% | (553.487) | (446.949) | 23,8% |
| Lucro Antes da Tributação | 181.068 | 262.113 | -30,9% | 472.318 | 547.616 | -13,8% |
| Lucro Líquido | 90.240 | 145.295 | -37,9% | 232.550 | 319.697 | -27,3% |

| DRE Consolidado - CPFL ENERGIA (Gerencial - R\$ Mil) ¹ | | | | | | |
|---|------------------|------------------|--------------|------------------|------------------|---------------|
| | 2T15 | 2T14 | Var. | 1S15 | 1S14 | Var. |
| Receita Operacional Bruta² | 8.709.048 | 4.903.037 | 77,6% | 16.054.734 | 10.034.125 | 60,0% |
| Receita Operacional Líquida² | 4.817.168 | 3.648.875 | 32,0% | 9.846.920 | 7.500.026 | 31,3% |
| Custo com Energia Elétrica | (3.303.700) | (2.116.749) | 56,1% | (6.592.270) | (4.294.004) | 53,5% |
| Custos e Despesas Operacionais | (1.201.720) | (1.115.940) | 7,7% | (2.307.465) | (2.156.832) | 7,0% |
| Resultado do Serviço | 596.660 | 633.217 | -5,8% | 1.462.905 | 1.454.991 | 0,5% |
| EBITDA³ | 883.839 | 902.664 | -2,1% | 2.029.638 | 1.988.286 | 2,1% |
| Resultado Financeiro | (173.312) | (208.140) | -16,7% | (528.921) | (406.803) | 30,0% |
| Lucro Antes da Tributação | 423.348 | 425.078 | -0,4% | 933.983 | 1.047.235 | -10,8% |
| Lucro Líquido | 263.694 | 254.664 | 3,5% | 571.556 | 650.201 | -12,1% |

Notas:

- (1) Exclui Receita de Construção;
- (2) Os dados gerenciais consideram as participações equivalentes em cada um dos ativos nos quais a CPFL Energia possui participação, os ativos e passivos financeiros setoriais (antigos ativos e passivos regulatórios) de 2014 e excluem os efeitos não recorrentes. A partir do 4T14, os antigos ativos e passivos regulatórios, agora denominados ativos e passivos financeiros setoriais, passaram a ter sua contabilização permitida pelo IFRS;
- (3) O EBITDA é calculado a partir da soma do lucro líquido, impostos, resultado financeiro e depreciação/amortização, conforme Instrução CVM 527/12.

5.1) 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 2T15, foram contabilizados R\$ 813 milhões, líquidos de PIS e Cofins, em ativos e passivos financeiros setoriais relativos a essa competência.

5.2) Receita Operacional

Desconsiderando a receita de construção da infraestrutura da concessão, a receita operacional bruta (IFRS) no 2T15 atingiu R\$ 8.768 milhões, representando um aumento de 77,0% (R\$ 3.815 milhões). A receita operacional bruta gerencial foi de R\$ 8.709 milhões, um aumento de 77,6%

(R\$ 3.806 milhões).

A receita operacional líquida (IFRS excluindo a receita de construção) atingiu R\$ 4.878 milhões no 2T15, representando um aumento de 32,7% (R\$ 1.201 milhões). A receita operacional líquida gerencial, desconsiderando a receita de construção, somou R\$ 4.817 milhões, um aumento de 32,0% (R\$ 1.168 milhões).

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

- Aumento de receita no segmento de Distribuição, no valor de R\$ 1.201 milhões (para maiores detalhes, vide item 12.1.1);
- Aumento de receita do segmento de Comercialização e Serviços, no valor de R\$ 59 milhões;
- Aumento de receita na CPFL Renováveis, no valor de R\$ 16 milhões;

Parcialmente compensados por:

- Redução de receita no segmento de Geração Convencional, no valor de R\$ 107 milhões.

5.3) 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\$ 3.612 milhões no 2T15, representando um aumento de 48,0% (R\$ 1.171 milhões). O custo com energia elétrica gerencial foi de R\$ 3.304 milhões no 2T15, um aumento de 56,1% (R\$ 1.187 milhões).

Os fatores que explicam essas variações seguem abaixo:

- O custo da energia comprada para revenda (IFRS) no 2T15 atingiu R\$ 3.312 milhões, um aumento de 43,9% (R\$ 1.010 milhões), influenciada principalmente pelos seguintes efeitos **não recorrentes**:
 - ✓ GSF, no valor de R\$ 140 milhões no 2T15 versus R\$ 48 milhões no 2T14;
 - ✓ Compra de energia da CPFL Renováveis para PCHs e para UTE Coopcana (somente 2T14), totalizando R\$ 1 milhão no 2T15 versus R\$ 11 milhões no 2T14; e
 - ✓ Penalidade na UTE Bio Pedra no 2T15, de acordo com as regras do contrato de venda de energia (LER), no valor de R\$ 1 milhão.

Na visão gerencial, que expurga esses efeitos, o custo com energia comprada para revenda no 2T15 foi de R\$ 2.998 milhões, o que representa um aumento de 51,8% (R\$ 1.022 milhões). Essa elevação reflete o aumento nos preços da energia comprada e na quantidade de energia comprada para revenda, a redução da necessidade de compra de energia e dos preços no mercado de curto prazo e a contabilização dos empréstimos da conta ACR no 2T14, que não se repetiu nesse ano. Isso pode ser detalhado pelas variações abaixo:

- (i) Aumento no custo com energia adquirida no ambiente regulado e contratos bilaterais (R\$ 709 milhões), devido ao aumento de 26,1% no preço médio de compra (R\$ 232,92/MWh no 2T15 vs R\$ 184,68/MWh no 2T14) e de 9,6% na quantidade de energia comprada (964 GWh);
- (ii) Aumento no custo com energia de Itaipu (R\$ 336 milhões), devido ao aumento de 104,7% no preço médio de compra (R\$ 260,83/MWh no 2T15 vs R\$ 127,44/MWh no 2T14), a despeito da redução de 1,3% (ou 34 GWh) na quantidade de energia comprada;
- (iii) Contabilização dos empréstimos da conta ACR no 2T14, no valor de R\$ 805 milhões, com intuito de cobrir custos com exposição involuntária e despacho térmico incorridos pelas distribuidoras;

Parcialmente compensados por:

- (iv) Redução da necessidade de compra de energia no mercado de curto prazo (R\$ 729 milhões), já descontados os efeitos do GSF (não recorrente), devido à redução do PLD (R\$ 382,82/MWh no SE/CO e no Sul no 2T15 vs R\$ 680,82/MWh no SE/CO e R\$ 612,26/MWh no Sul no 2T14);
 - (v) Demais variações – custos com Proinfa e créditos de PIS/Cofins (R\$ 99 milhões).
- Os encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição (IFRS) foram de R\$ 300 milhões no 2T15, um aumento de 115,4% (R\$ 161 milhões) em relação ao 2T14. Na visão gerencial, que considera os ativos financeiros setoriais do 2T14, os encargos atingiram R\$ 306 milhões, aumento de 116,2% (R\$ 164 milhões), devido aos seguintes fatores:
 - (i) Aumento nos encargos de serviço de sistema – ESS (R\$ 110 milhões), em função da redução do PLD;
 - (ii) Aumento de 51,9% nos encargos da rede básica (R\$ 77 milhões) devido ao reajuste de 8,1% dos contratos entre distribuidoras e transmissoras em julho/14 e à alteração na metodologia de rateio da TUST-rb;

Parcialmente compensados por:

- (iii) Variação de R\$ 11 milhões no Encargo de Energia de Reserva – EER, pago no 2T14 e não observado no 2T15;
- (iv) Outros efeitos (R\$ 12 milhões).

5.4) Custos e Despesas Operacionais

Os custos e despesas operacionais (IFRS) atingiram R\$ 1.247 milhões no 2T15, registrando um aumento de 23,9% (R\$ 240 milhões). Os custos e despesas operacionais, na visão gerencial, somaram R\$ 1.202 milhões no 2T15, um aumento de 7,7% (R\$ 86 milhões), decorrente dos seguintes fatores:

- Aumento de 31,1% (R\$ 68 milhões) no custo com construção da infraestrutura da concessão (que não afeta o resultado, devido à receita correspondente, no mesmo valor). Esse item, que atingiu R\$ 285 milhões no 2T15, tem sua contrapartida na “receita operacional”;
- Aumento de 6,6% em Depreciação e Amortização (R\$ 18 milhões), devido principalmente ao segmento de Distribuição (R\$ 8 milhões) em virtude das adições na base de ativos ocorridas no período e ao efeito dos projetos que entraram em operação na CPFL Renováveis entre o 2T14 e 2T15 (R\$ 7 milhões);
- Aumento de 35,8% nas despesas com Entidade de Previdência Privada (R\$ 4 milhões);

Parcialmente compensado pelo:

- PMSO gerencial, item que atingiu R\$ 614 milhões no 2T15, comparado a R\$ 617 milhões no 2T14, registrando uma redução de 0,6% (R\$ 4 milhões);

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

| AJUSTES GERENCIAIS NO PMSO, PARA FINS DE COMPARAÇÃO (em milhões de Reais) | | | | |
|--|----------------|----------------|----------------|---------------|
| | 2T15 | 2T14 | Variação | |
| | | | R\$ MM | % |
| PMSO reportado (IFRS) | | | | |
| Pessoal | (236,4) | (215,5) | (20,9) | 9,7% |
| Material | (34,9) | (28,9) | (6,0) | 20,8% |
| Serviços de Terceiros | (134,2) | (126,2) | (7,9) | 6,3% |
| Outros Custos/Despesas Operacionais | (216,5) | (122,2) | (94,4) | 77,2% |
| Total PMSO reportado (IFRS) - (A) | (622,0) | (492,8) | (129,2) | 26,2% |
| Consolidação Proporcional + Ativos e Passivos Financeiros Setoriais | | | | |
| Pessoal | 5,4 | 4,8 | | |
| Material | (64,0) | (137,1) | | |
| Serviços de Terceiros | 11,5 | 4,9 | | |
| Outros Custos/Despesas Operacionais | (0,1) | 2,8 | | |
| Total Consolidação Proporcional + Ativos e Passivos Financeiros Setoriais - (B) | (47,1) | (124,6) | 77,5 | -62,2% |
| Efeitos não-recorrentes | | | | |
| Contingências/despesas jurídicas (Outros Custos/Despesas Operacionais) | (49,8) | | (49,8) | |
| Provisão para perda de imobilizado - UTE Bio Pedra (Outros Custos/Despesas Operacionais) | (5,7) | | (5,7) | |
| (=) Total efeitos não-recorrentes (C) | (55,5) | - | (55,5) | - |
| PMSO gerencial | | | | |
| Pessoal | (231,0) | (210,7) | (20,3) | 9,6% |
| Material | (98,9) | (166,0) | 67,1 | -40,4% |
| Serviços de Terceiros | (122,6) | (121,3) | (1,3) | 1,1% |
| Outros Custos/Despesas Operacionais | (161,1) | (119,4) | (41,8) | 35,0% |
| Legais, judiciais e indenizações | (75,6) | (45,1) | (30,5) | 67,6% |
| Provisão para créditos de liquidação duvidosa | (41,2) | (23,6) | (17,6) | 74,6% |
| Outros | (44,4) | (50,7) | 6,3 | -12,5% |
| Total PMSO gerencial - (D) = (A) + (B) - (C) | (613,7) | (617,4) | 3,8 | -0,6% |

Esta variação é explicada principalmente pelos seguintes fatores:

- (i) Gastos com Pessoal, que registraram aumento de 9,6% (R\$ 20 milhões), devido principalmente a: i.a) os efeitos do acordo coletivo (R\$ 9 milhões); i.b) o aumento no segmento de Serviços devido à expansão da CPFL Serviços, CPFL Atende, CPFL Total e Nect (R\$ 7 milhões); i.c) outros (R\$ 4 milhões);
- (ii) Outros custos/despesas operacionais, que registraram aumento de 35,0% (R\$ 42 milhões), principalmente pelo aumento de despesas legais e judiciais (R\$ 30 milhões) e PDD (18 milhões);
- (iii) Aumento de 1,1% em Serviços de Terceiros (R\$ 1 milhão)

Parcialmente compensado pela:

- (iv) Redução de 40,4% em Material (R\$ 67 milhões), devido principalmente a aquisição de óleo combustível para as usinas térmicas da EPASA (UTE Termonordeste e UTE Termoparaíba), item esse que reduziu R\$ 70 milhões no segmento de Geração Convencional

Os itens referentes à aquisição de óleo combustível para o despacho térmico das usinas da EPASA e o PMSO do segmento de Serviços estão diretamente associados à geração de receitas a partir dessas atividades.

5.5) EBITDA

O **EBITDA IFRS** do 2T15 totalizou R\$ 692 milhões, registrando uma redução de 10,3% (R\$ 79 milhões). O **EBITDA gerencial** no 2T15 totalizou R\$ 884 milhões, comparado a R\$ 903 milhões no 2T14, uma redução de 2,1%.

| Conciliação do EBITDA - IFRS x gerencial (R\$ milhões) | | | |
|--|------------|------------|---------------|
| | 2T15 | 2T14 | Var. |
| EBITDA - IFRS (A) | 692 | 772 | -10,3% |
| (+) Consolidação Proporcional Geração (B) | (6) | 22 | - |
| (+) Ativos e Passivos Regulatórios (C) | - | 38 | - |
| (+) Efeitos não-recorrentes (D) | 197 | 71 | - |
| GSF e Compra de Energia (CPFL Geração e CPFL Renováveis) | 141 | 59 | - |
| Provisão para perda de imobilizado (UTE Bio Pedra) | 6 | - | - |
| Realocação de custos com Perdas de Rede Básica - CCEE | - | 12 | - |
| Contingências trabalhistas | 50 | - | - |
| EBITDA gerencial (A + B + C + D) | 884 | 903 | -2,1% |

5.6) Resultado Financeiro

No 2T15, a despesa financeira líquida (IFRS) foi de R\$ 187 milhões, uma redução de 16,6% (R\$ 37 milhões) em comparação à despesa financeira líquida de R\$ 224 milhões registrada no 2T14. A despesa financeira líquida gerencial foi de R\$ 173 milhões, uma redução de 16,7% em relação ao mesmo período de 2014 (R\$ 35 milhões).

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

- Receitas Financeiras: aumento de 17,1% (R\$ 46 milhões), passando de R\$ 267 milhões no 2T14 para R\$ 312 milhões no 2T15, devido principalmente aos seguintes fatores:
 - (i) Atualização monetária do ativo financeiro da concessão (R\$ 68 milhões), devido à variação do IGP-M e à maior base de ativos;
 - (ii) Aumento em acréscimos e multas moratórias (R\$ 17 milhões);
 - (iii) Atualizações do ativo financeiro setorial (R\$ 7 milhões);
 - (iv) Variação cambial das faturas de Itaipu (R\$ 2 milhões);
- Parcialmente compensado por:
 - (v) Redução da renda de aplicações financeiras e das atualizações monetárias e cambiais (R\$ 36 milhões), devido ao menor saldo médio de caixa (R\$ 3,1 bilhões no 2T15 versus R\$ 4,4 bilhões no 2T14);
 - (vi) Outros efeitos (R\$ 10 milhões).
- Despesas Financeiras: aumento de 2,3% (R\$ 11 milhões), passando de R\$ 475 milhões no 2T14 para R\$ 485 milhões no 2T15, devido principalmente aos seguintes fatores:

- (i) Aumento dos encargos de dívida e atualizações monetárias e cambiais (R\$ 46 milhões), devido ao aumento do CDI médio, de 10,61% no 2T14 para 12,88% no 2T15, e do estoque de dívida;
- (ii) Aumento nas despesas financeiras de UBP (R\$ 2 milhões), devido à variação do IGPM, indexador utilizado para atualização desta rubrica;
- (iii) Outros efeitos (R\$ 7 milhões);
Parcialmente compensados por:
 - (iv) Efeito da marcação a mercado das operações realizadas com base na Lei 4.131 (efeito não caixa) (R\$ 24 milhões);
 - (v) Atualizações do passivo financeiro setorial (R\$ 10 milhões);
 - (vi) Variação cambial das faturas de Itaipu (R\$ 6 milhões);
 - (vii) Redução dos juros capitalizados, devido à entrada em operação comercial dos projetos da CPFL Renováveis (R\$ 3 milhões).

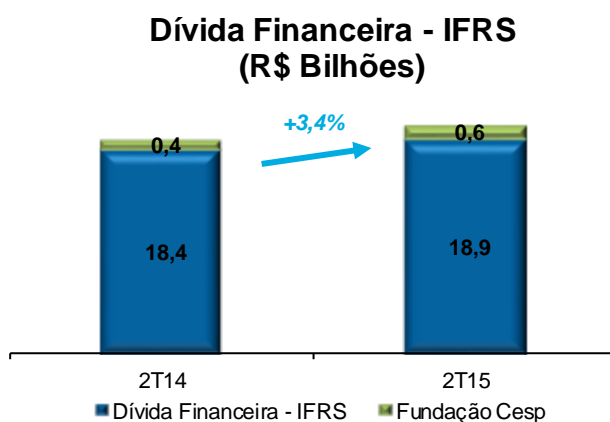
5.7) Lucro Líquido

No 2T15, o **lucro líquido (IFRS)** foi de R\$ 90 milhões, uma redução de 37,9% em relação ao 2T14. Já o **lucro líquido gerencial** totalizou R\$ 264 milhões, um aumento de 3,5% em relação ao 2T14.

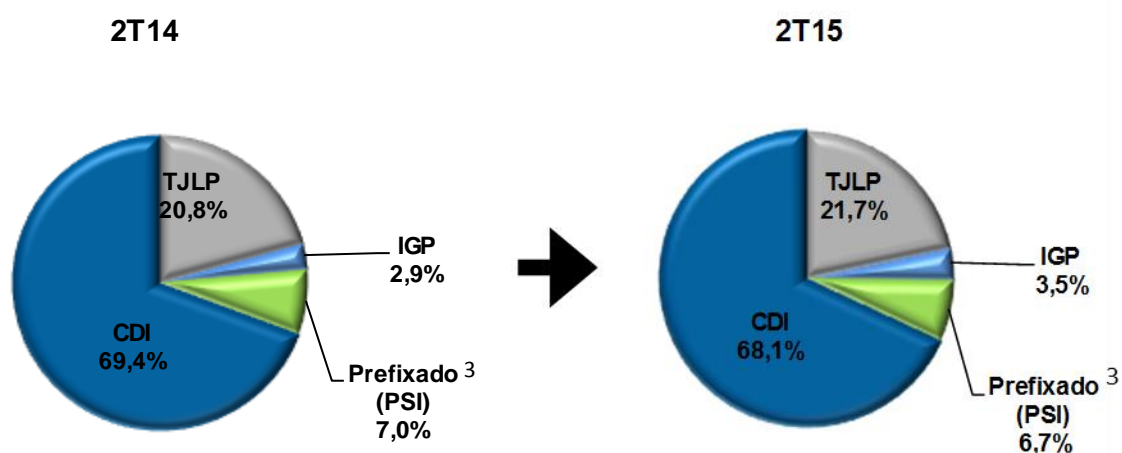
| Conciliação do Lucro Líquido - IFRS x gerencial (R\$ milhões) | | | |
|---|------------|------------|---------------|
| | 2T15 | 2T14 | Var. |
| Lucro Líquido - IFRS (A) | 90 | 145 | -37,9% |
| (+) Consolidação Proporcional Geração (B) | 35 | 18 | - |
| (+) Ativos e Passivos Regulatórios (C) | - | 37 | - |
| (+) Efeitos não-recorrentes (D) | 139 | 53 | - |
| GSF e Compra de Energia (CPFL Geração e CPFL Renováveis) | 99 | 46 | - |
| Provisão para perda de imobilizado (UTE Bio Pedra) | 6 | - | - |
| Realocação de custos com Perdas de Rede Básica - CCEE | - | 8 | - |
| Contingências trabalhistas | 33 | - | - |
| Lucro Líquido gerencial (A + B + C + D) | 264 | 255 | 3,5% |

6) ENDIVIDAMENTO

6.1) Dívida em IFRS



Indexação¹ Pós-Hedge² – 2T14 vs. 2T15



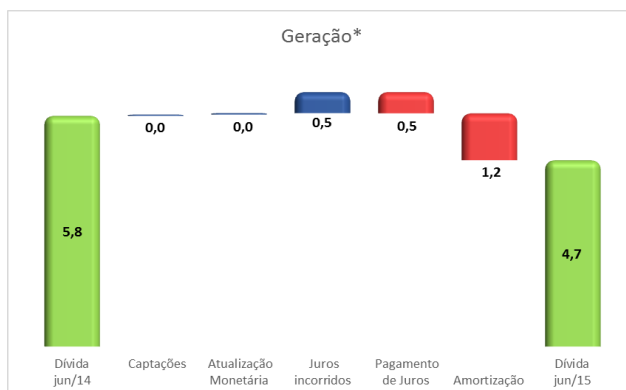
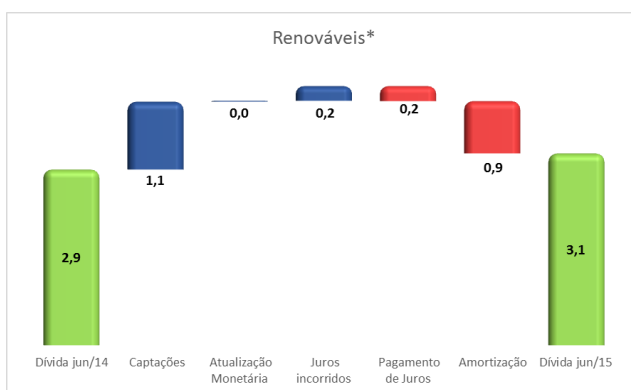
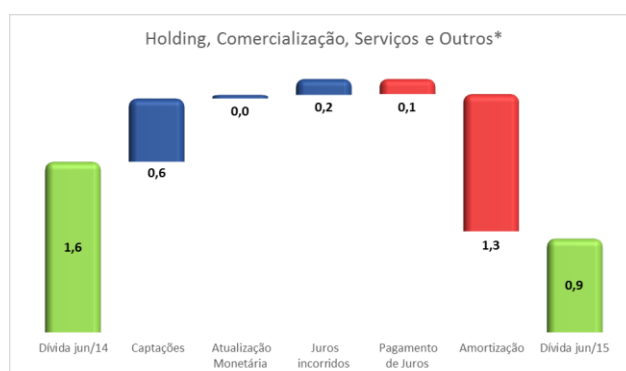
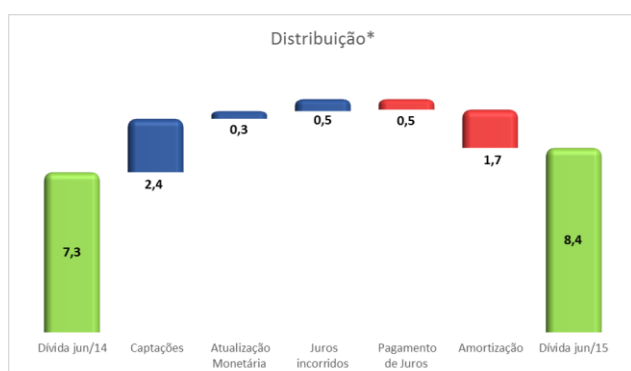
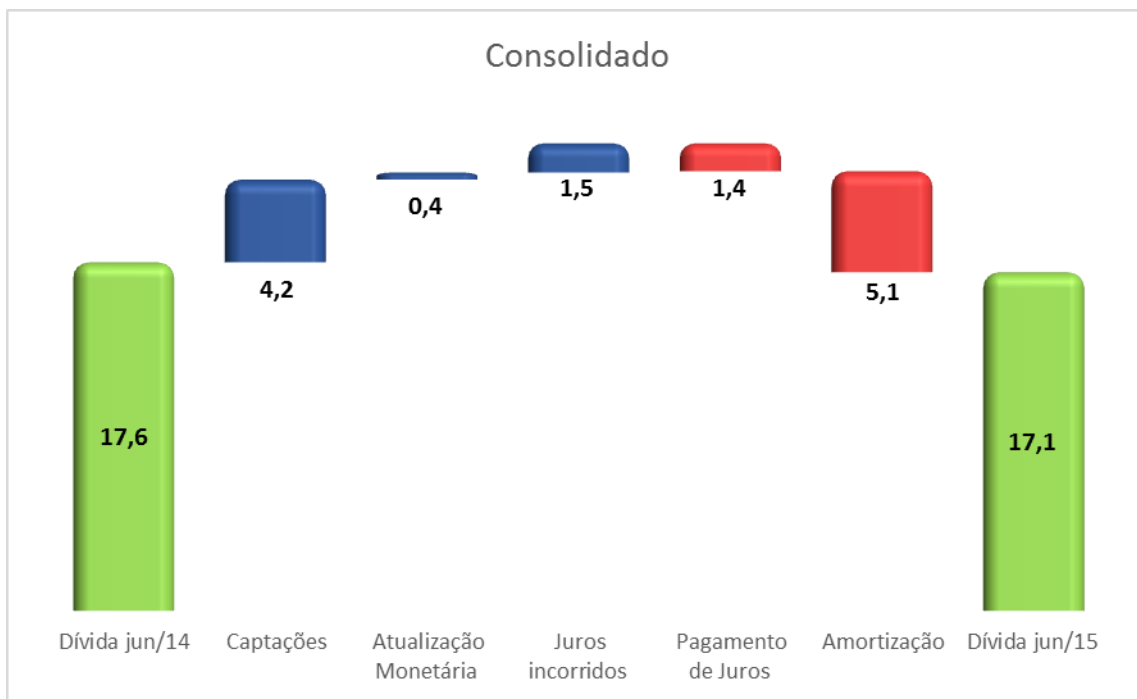
Notas: 1) Considerando consolidação proporcional da CPFL Renováveis, Cera, Baesa, Enercan, Foz do Chapecó e Epasa; 2) Para as dívidas atreladas a moeda estrangeira (27,1% do total), são contratadas operações de *swap*, que convertem a indexação para CDI; 3) PSI – Programa de Sustentação do Investimento.

Dívida Líquida e Alavancagem

| IFRS - R\$ Mil | 2T15 | 2T14 | Var. |
|---|---------------------|---------------------|--------------|
| Dívida Financeira (incluindo <i>Hedge</i>) | (18.900.037) | (18.432.861) | 2,5% |
| (+) Disponibilidades | 3.703.730 | 4.740.672 | -21,9% |
| (=) Dívida Líquida | (15.196.307) | (13.692.189) | 11,0% |

6.2) Dívida no critério Pro Forma

6.2.1) Movimentação da dívida

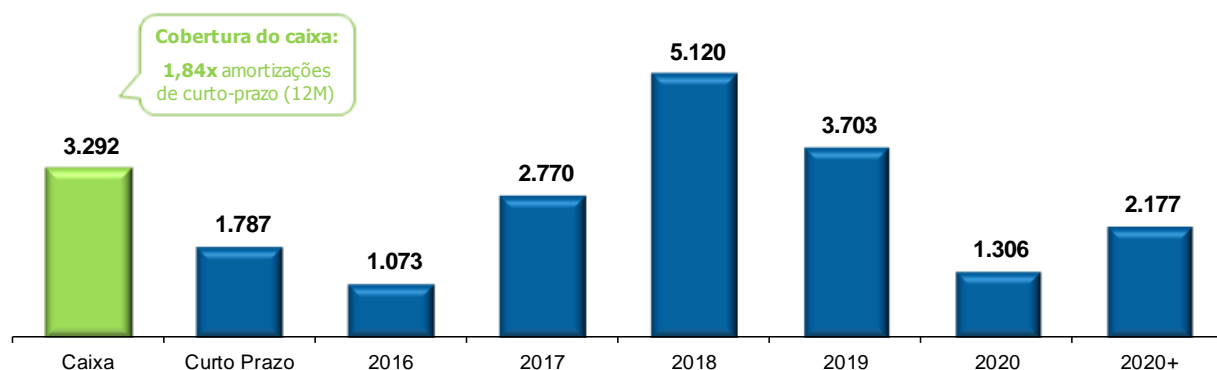


Nota: (*) Não considera MTM e gastos com captação e emissão.

6.2.2) Cronograma de Amortização da Dívida

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 12-18 meses e antecipa-se no acesso ao mercado em condições mais favoráveis de liquidez e custo. Sendo assim, ao final de 2014, a CPFL Energia, vislumbrando um cenário mais restritivo de crédito em 2015, trabalhou no *prefunding* de 2016.

Cronograma de amortização da dívida (Jun/15)



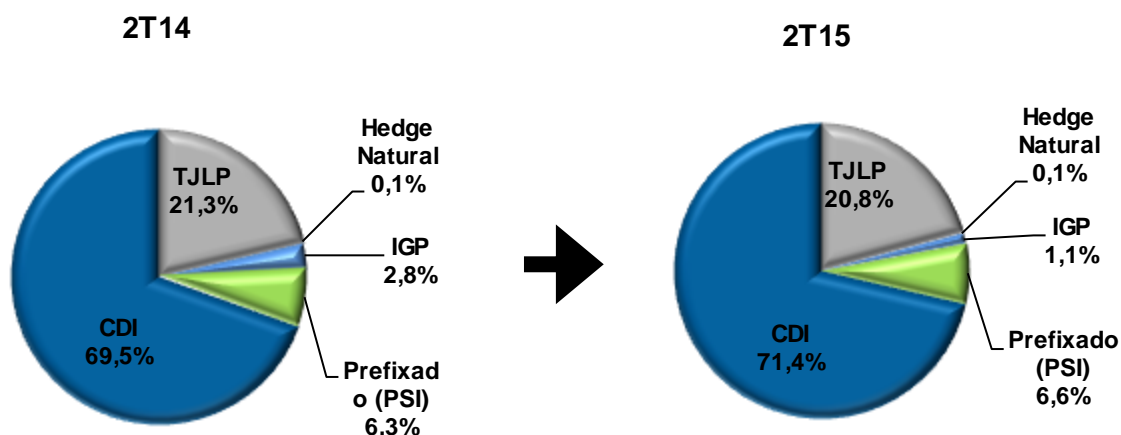
Nota: Considera apenas o principal da dívida; Em 2016, considera amortização a partir de julho.

A posição de caixa ao final do 2T15 possui índice de cobertura de 1,75x das amortizações dos próximos 12 meses, sendo suficiente para honrar todos os compromissos de amortização até o início de 2017. O prazo médio de amortização, calculado a partir desse cronograma, é de 3,74 anos.

| Dívida Financeira - 2T15 - Pro-Forma (R\$ Mil) | | | | | | | | | | | | | |
|--|----------------|------------------|--------------------------|------------------|---------------|----------------|-------------------|------------------|----------------|------------------|------------------|--------------------|--------------------|
| Segmentos | BNDES | | Instituições Financeiras | | Outros | | Moeda Estrangeira | | Debêntures | | 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 | Total |
| Holding (CPFL Energia) | - | - | 300.000 | - | - | - | 232.777 | - | - | - | 532.777 | - | 532.777 |
| Distribuição | 287.230 | 1.283.145 | 97.043 | 456.281 | 4.778 | 11.607 | 303.909 | 4.504.578 | - | 2.245.000 | 692.961 | 8.500.611 | 9.193.572 |
| Comercialização e Serviços | 3.682 | 24.939 | 1.910 | 3.826 | 1.246 | 2.031 | - | 11.821 | - | 228.000 | 6.837 | 270.616 | 277.454 |
| Geração Convencional | 170.567 | 1.181.525 | - | 617.520 | 10.164 | 76.229 | - | 313.900 | 26.729 | 2.302.669 | 207.460 | 4.512.304 | 4.719.763 |
| CPFL Renováveis | 139.487 | 1.383.545 | 25.805 | - | 41.535 | 355.546 | - | - | 118.773 | 1.039.740 | 325.600 | 2.778.830 | 3.104.431 |
| Outros | 3.223 | 56.811 | 7.384 | 29.666 | - | - | 10.843 | - | - | - | 21.450 | 86.477 | 107.927 |
| Endividamento (Principal) | 604.189 | 3.929.965 | 432.142 | 1.107.293 | 57.722 | 445.412 | 547.530 | 4.830.298 | 145.503 | 5.815.409 | 1.787.086 | 16.148.838 | 17.935.924 |
| Encargos Hedge | | | | | | | | | | | 321.844 | (14.637) | 307.207 |
| | | | | | | | | | | | (94.535) | (1.082.434) | (1.176.969) |
| Dívida Financeira Incluindo Hedge | | | | | | | | | | | 2.014.395 | 15.051.768 | 17.066.162 |
| Participação sobre o total (%) | | | | | | | | | | | 11,8% | 88,2% | 100,0% |
| Entidade de Previdência Privada | | | | | | | | | | | 91.650 | 477.336 | 568.986 |
| Total da Dívida (Incluindo Entidade de Previdência Privada) | | | | | | | | | | | 2.106.045 | 15.529.103 | 17.635.148 |
| Participação sobre o total (%) | | | | | | | | | | | 11,9% | 88,1% | 100,0% |

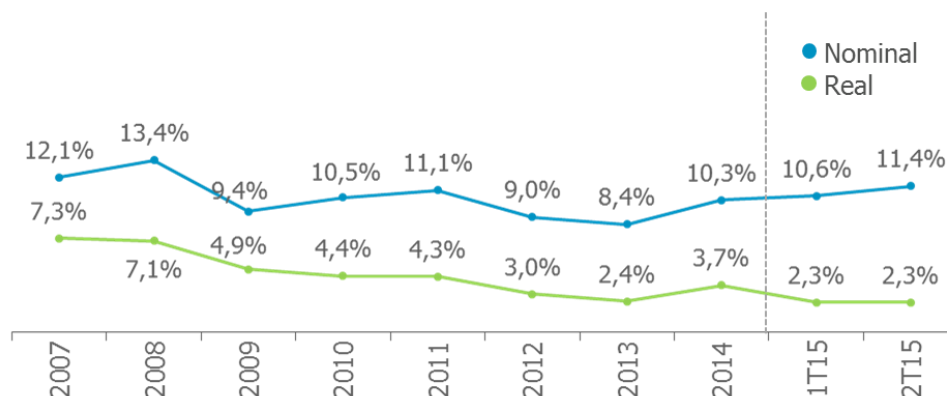
6.2.3) Indexação e Custo da Dívida

Indexação¹ Pós-Hedge² – 2T14 vs. 2T15



Notas: 1) Considerando consolidação proporcional da CPFL Renováveis, Ceran, Baesa, Enercan, Foz do Chapecó e Epasa; 2) Para as dívidas atreladas a moeda estrangeira (27,1% do total), são contratadas operações de *swap*, que convertem a indexação para CDI; 3) PSI – Programa de Sustentação do Investimento.

Custo da Dívida Bruta* – Últimos 12 meses



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

6.3) Dívida Líquida no critério *covenant* e Alavancagem

| Pro forma (*) - R\$ Mil | 2T15 | 2T14 | Var. |
|--|---------------------|---------------------|--------------|
| Dívida Financeira (incluindo <i>Hedge</i>) ¹ | (17.066.163) | (17.764.794) | -3,9% |
| (+) Disponibilidades | 3.292.289 | 4.604.229 | -28,5% |
| (=) Dívida Líquida | (13.773.873) | (13.160.564) | 4,7% |
| EBITDA Gerencial ² | 3.755.185 | 3.830.119 | -2,0% |
| Dívida Líquida / EBITDA | 3,67x | 3,44x | 0,23x |

Notas: 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.

No 2T15, a Dívida Líquida pro forma atingiu R\$ 13.774 milhões, um aumento de 4,7% em relação à posição de dívida líquida no final do 2T14, que era de R\$ 13.161 milhões.

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 da CVA – “Conta de Compensação de Variações da Parcela A” e o EBITDA histórico de projetos recém-adquiridos. Como resultado, a dívida líquida ajustada totalizou R\$ 13.774 milhões e o EBITDA ajustado dos últimos 12 meses atingiu R\$ 3.755 milhões, sendo que a relação Dívida Líquida ajustada / EBITDA ajustado ao final do 2T15 alcançou 3,67x.

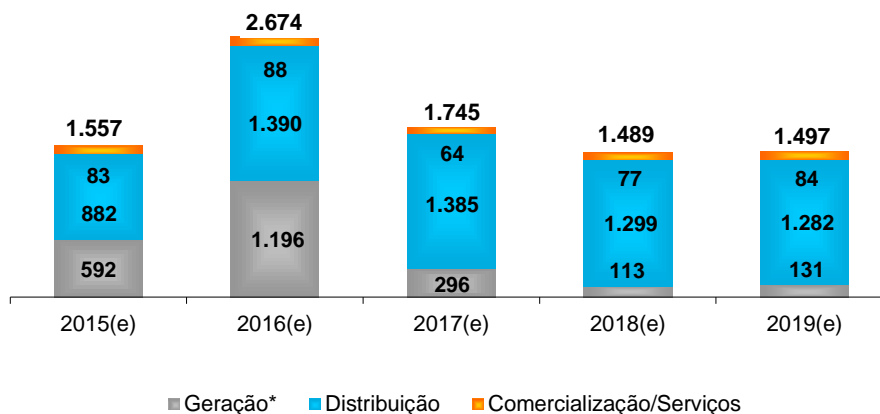
7) INVESTIMENTOS

No 2T15, foram realizados investimentos de R\$ 382 milhões para manutenção e expansão do negócio, dos quais R\$ 245 milhões foram direcionados à distribuição, R\$ 130 milhões à geração (nos projetos da CPFL Renováveis) e R\$ 7 milhões à comercialização e serviços. Com esses montantes, a CPFL Energia totalizou R\$ 713 milhões de investimentos no 1S15, dos quais R\$ 421 milhões foram direcionados à distribuição, R\$ 277 milhões à geração (R\$ 276 milhões da CPFL Renováveis e R\$ 1 milhão de geração convencional) e R\$ 15 milhões à comercialização e serviços. Complementarmente, houve um investimento de R\$ 10 milhões no trimestre (R\$ 26 milhões no 1S15) relacionado à construção de linhas de transmissão da CPFL Transmissão que, de acordo com o IFRIC 12, está registrado como “Ativos Financeiros de Concessão” (ativo não circulante). A CPFL Energia contabilizou também R\$ 52 milhões em Obrigações Especiais no trimestre (R\$ 87 milhões no 1S15) entre outros itens financiados pelo consumidor.

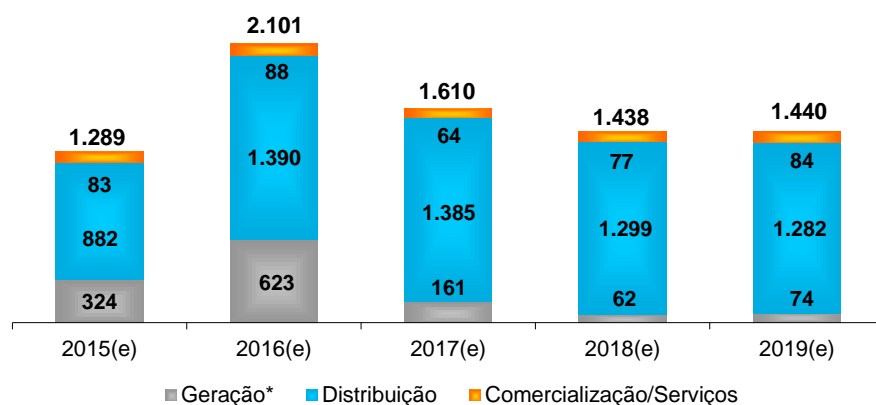
Entre os investimentos da CPFL Energia no 2T15 destacamos os realizados nos seguintes segmentos:

- (i) **Distribuição:** foram feitos investimentos na ampliação e no reforço do sistema elétrico para atender ao crescimento de mercado, tanto nas vendas de energia quanto no número de clientes. Também foram feitos investimentos em melhorias e na manutenção do sistema elétrico, em infraestrutura operacional, na modernização dos sistemas de suporte à gestão e operação, nos serviços de atendimento aos clientes e em programas de pesquisa e desenvolvimento, entre outros;
- (ii) **Geração:** foram destinados principalmente ao Parque Eólico Morro dos Ventos II, empreendimento que entrou em operação em 16 de abril de 2015, e aos Complexos Eólicos Campo dos Ventos, São Benedito e Pedra Cheirosa e PCH Mata Velha, empreendimentos ainda em construção.

Investimentos Projetados pelo Grupo para os Próximos 5 anos
IFRS – 100% CPFL Renováveis e Ceran (R\$ milhões)



Investimentos Projetados pelo Grupo para os Próximos 5 anos
Pro forma – Participação Proporcional nos Projetos de Geração (R\$ milhões)



8) DESTINAÇÃO DO RESULTADO

A CPFL Energia informa que não fará distribuição de Dividendos Intermediários referentes ao Lucro Líquido apurado no primeiro semestre de 2015.

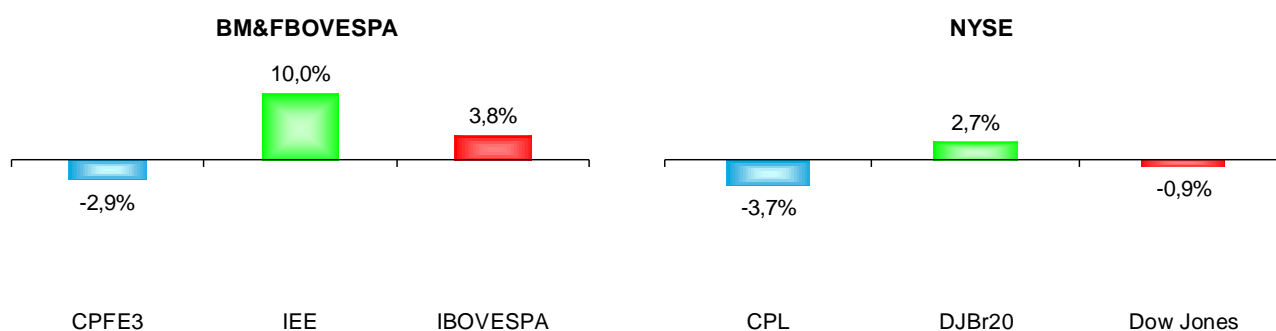
9) MERCADO DE CAPITAIS

9.1) Desempenho das Ações

A CPFL Energia, com 31,9% (até 30 de junho de 2015) 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.

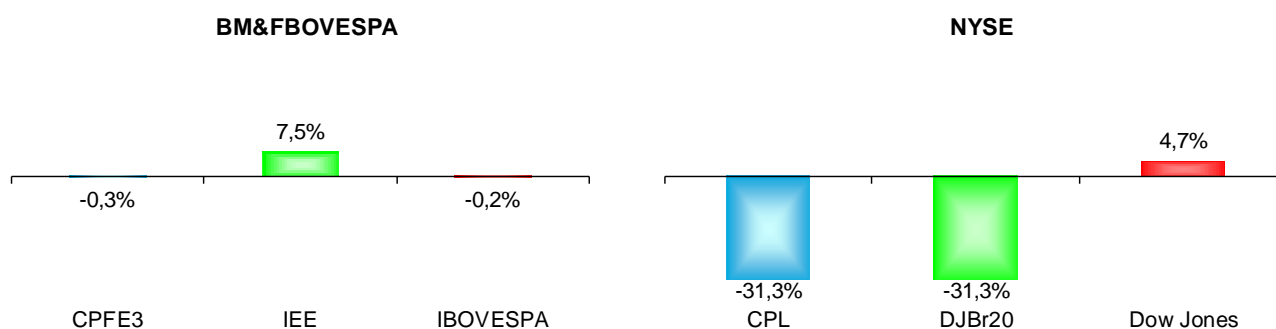
As ações encerraram o período cotadas a R\$ 19,25 por ação e US\$ 12,25 por ADR, respectivamente (cotações de fechamento em 30/06/2015).

Desempenho das Ações – 2T15 (com ajuste por proventos)



No 2T15, as ações da CPFL Energia apresentaram desvalorização de 2,9% na BM&FBOVESPA e de 3,7% na NYSE.

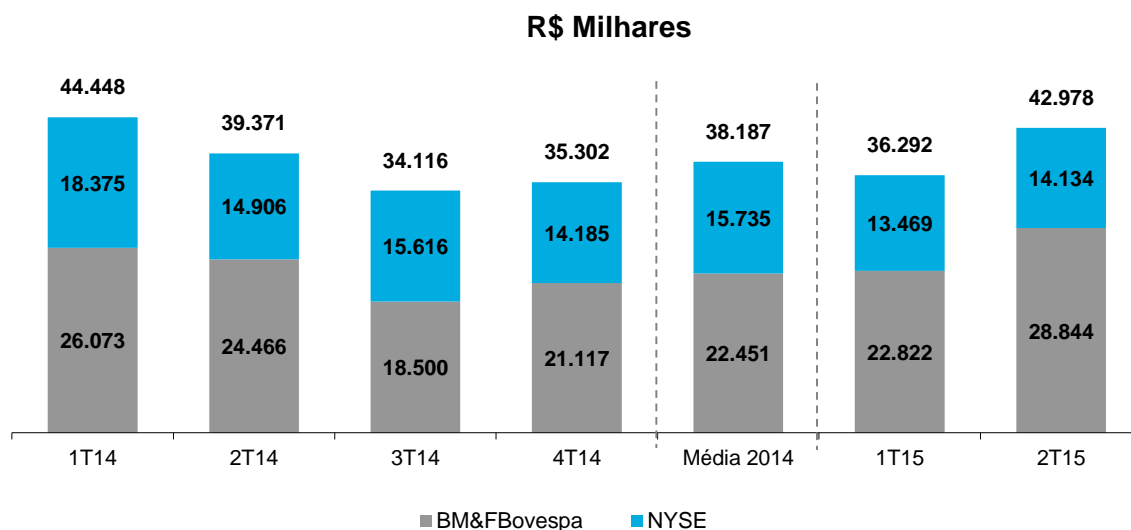
Desempenho das Ações – Últ. 12M (com ajuste por proventos)



Nos últimos 12 meses, as ações da CPFL Energia apresentaram leve desvalorização de 0,3% na BM&FBOVESPA e queda de 31,3% na NYSE, principalmente em função da desvalorização cambial.

9.2) Volume Médio Diário

O volume médio diário de negociação no 2T15 foi de R\$ 43,0 milhões, sendo R\$ 28,8 milhões na BM&FBOVESPA e R\$ 14,1 milhões na NYSE, representando um aumento de 9,2% em relação ao 2T14. O número de negócios realizados na BM&FBOVESPA, por sua vez, aumentou 1,3%, passando de uma média diária de 5.337 negócios, no 2T14, para 5.407 negócios, no 2T15.



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

9.3) Ratings

Em junho de 2015, a Standard&Poor's reafirmou o rating brAA+, com perspectiva estável, da CPFL Energia e suas subsidiárias, baseado na expectativa da manutenção da posição de liquidez da *holding*, considerada como "adequada" nas métricas da agência, saldo de caixa elevado e capacidade de geração interna de caixa.

A tabela a seguir demonstra a evolução dos ratings corporativos da CPFL Energia:

| Ratings CPFL Energia - Escala Nacional | | | | | |
|--|-------------|-----------|-----------|-----------|----------|
| Agência | | 2012 | 2013 | 2014 | 2T15 |
| Standard & Poor's | Rating | brAA+ | brAA+ | brAA+ | brAA+ |
| | Perspectiva | Estável | Estável | Estável | Estável |
| Fitch Ratings | Rating | AA+ (bra) | AA+ (bra) | AA+ (bra) | AA (bra) |
| | Perspectiva | Estável | Estável | Estável | Estável |

Nota: Considera posição ao final do período.

10) 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 2014, a CPFL completou 10 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, segmento de listagem diferenciado que reúne empresas que aderem às melhores práticas de governança corporativa. Todas as ações da CPFL são Ordinárias, ou seja, dão direito de voto e os acionistas tem assegurado Tag Along de 100% em caso de alienação do controle acionário.

A Administração da CPFL é formada pelo Conselho de Administração (“Conselho”), órgão de deliberação, e pela Diretoria Estatutária, órgão executivo. O Conselho é responsável pelo direcionamento estratégico dos negócios da holding e das empresas controladas, sendo composto por 7 membros externos, um deles Conselheiro Independente, cujo prazo de mandato é de 1 ano, com possibilidade de reeleição.

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

O Conselho constituiu 3 comitês de assessoramento (Processos de Gestão e Riscos, Gestão de Pessoas e Partes Relacionadas), todos coordenados por um conselheiro, que apoiam nas decisões e acompanhamento de temas relevantes e estratégicos, como a gestão de pessoas e de riscos, 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.

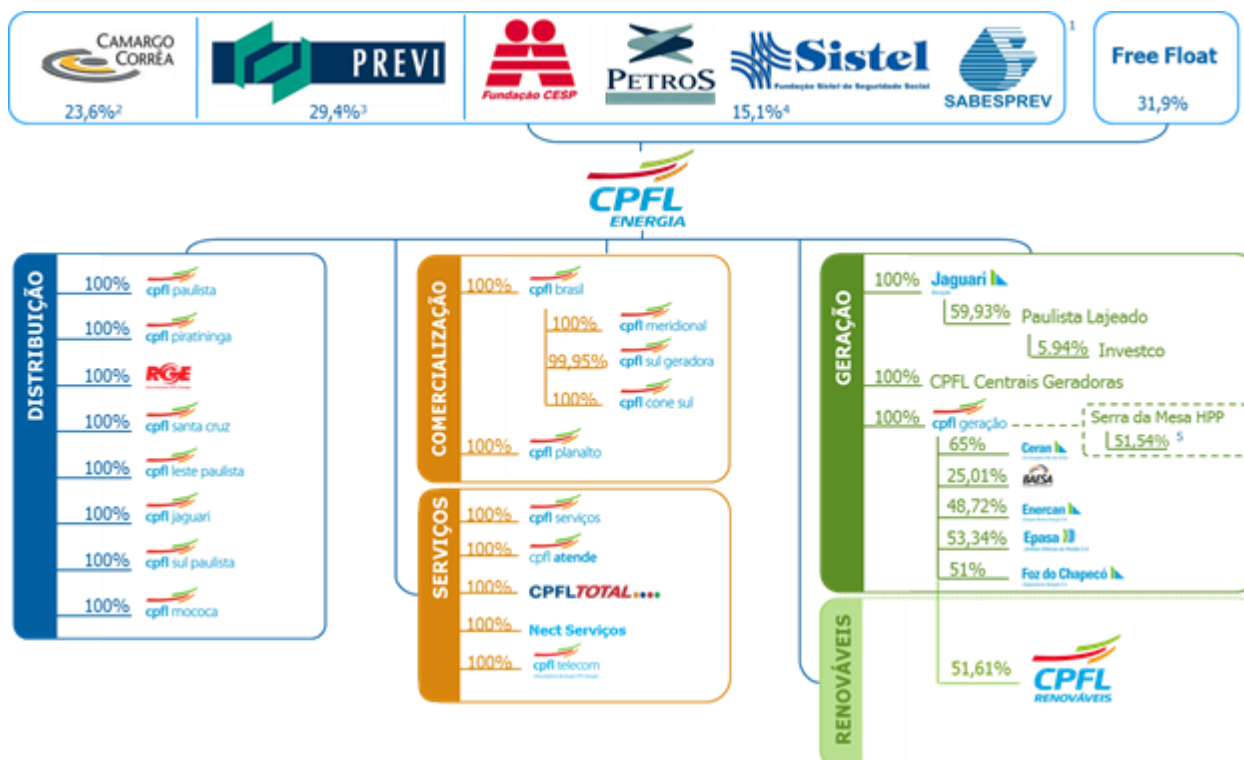
A composição da Diretoria Executiva, em linha com as diretrizes de governança, foi reformulada em maio de 2015. A alteração do Estatuto Social, aprovada na Assembleia Geral de Acionistas realizada dia 29 de abril de 2015, levou à criação de uma nova vice-presidência subordinada ao Diretor presidente,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

11) ESTRUTURA SOCIETÁRIA– 30/06/2015

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



Notas:

- (1) Acionistas controladores;
- (2) Inclui 0,5% de ações detidas pela Caixa de Previdência dos Funcionários do Banco do Brasil;
- (3) Inclui 0,2% de ações detidas pelos fundos de pensão Petros e Sistel;
- (4) 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.

12) DESEMPENHO DOS SEGMENTOS DE NEGÓCIO

12.1) Segmento de Distribuição

12.1.1) Desempenho Econômico-Financeiro

| DRE Consolidado - Distribuição (Pro-forma - R\$ Mil) | | | | | | |
|--|------------------|------------------|---------------|-------------------|------------------|---------------|
| | 2T15 | 2T14 | Var. | 1S15 | 1S14 | Var. |
| Receita Operacional Bruta (IFRS)⁽¹⁾ | 7.822.932 | 4.097.452 | 90,9% | 14.249.408 | 8.205.560 | 73,7% |
| Receita Operacional Bruta Gerencial⁽¹⁾ | 7.822.932 | 3.992.181 | 96,0% | 14.249.408 | 8.104.492 | 75,8% |
| Receita Operacional Líquida (IFRS)⁽¹⁾ | 4.025.216 | 2.905.146 | 38,6% | 8.207.023 | 5.812.086 | 41,2% |
| Receita Operacional Líquida Gerencial⁽¹⁾ | 4.025.216 | 2.825.841 | 42,4% | 8.237.023 | 5.754.421 | 43,1% |
| Custo com Energia Elétrica | (3.245.492) | (2.097.612) | 54,7% | (6.440.227) | (4.319.840) | 49,1% |
| Custos e Despesas Operacionais | (918.513) | (733.517) | 25,2% | (1.651.639) | (1.416.338) | 16,6% |
| Resultado do Serviço | 135.922 | 284.316 | -52,2% | 603.423 | 470.777 | 28,2% |
| EBITDA (IFRS)⁽²⁾ | 258.771 | 399.374 | -35,2% | 843.698 | 699.452 | 20,6% |
| EBITDA Gerencial⁽³⁾ | 308.583 | 449.353 | -31,3% | 923.510 | 958.008 | -3,6% |
| Resultado Financeiro | 28.411 | (54.717) | -151,9% | (129.091) | (111.707) | 15,6% |
| Lucro Antes da Tributação | 164.333 | 229.600 | -28,4% | 474.332 | 359.070 | 32,1% |
| Lucro Líquido (IFRS) | 116.179 | 143.105 | -18,8% | 310.461 | 220.153 | 41,0% |
| Lucro Líquido Gerencial⁽⁴⁾ | 149.055 | 188.297 | -20,8% | 363.137 | 423.784 | -14,3% |

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, além dos itens acima, os ativos e passivos financeiros setoriais (antigos ativos e passivos regulatórios) e exclui os efeitos não-recorrentes;
- (4) O Lucro Líquido Gerencial considera os ativos e passivos financeiros setoriais (antigos ativos e passivos regulatórios) e exclui os efeitos não-recorrentes;
- (5) As tabelas de desempenho econômico-financeiro por distribuidora estão anexas a este relatório, no item 13.12.

12.1.1.1) 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 2T15, foi contabilizado um total de ativos e passivos financeiros setoriais no montante de R\$ 813 milhões (líquidos de PIS e Cofins).

12.1.1.2) 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\$ 7.823 milhões, um aumento de 90,9% (R\$ 3.725 milhões), devido aos seguintes fatores:

- Reajuste tarifário médio positivo das distribuidoras no período entre 2T14 e 2T15, no montante de R\$ 2.594 milhões, em virtude dos reajustes tarifários anuais, da aplicação das bandeiras tarifárias e da adoção da RTE a partir de março de 2015;
- Aumento de R\$ 340 milhões em Energia Elétrica de Curto Prazo;

- Contabilização de R\$ 896 milhões de Ativos e Passivos Financeiros Setoriais;
- Aumento de R\$ 54 milhões no aporte de CDE (subvenção baixa renda);

Parcialmente compensados por:

- Redução de R\$ 77 milhões por conta da redução de 2,9% no volume de vendas na área de concessão;
- Redução de R\$ 81 milhões em Outras Receitas e Rendas.

A receita operacional bruta gerencial registrou um aumento de 96,0% (R\$ 3.831 milhões) no 2T15. O aumento da receita operacional bruta gerencial se deu, além dos fatores descritos acima, por R\$ 105 milhões de ativos e passivos financeiros setoriais, referentes a um líquido a pagar no 2T14.

As deduções da receita operacional bruta (IFRS) foram de R\$ 3.798 milhões, representando um aumento de 218,5% (R\$ 2.605 milhões), devido aos seguintes aumentos:

- de 68,5% no ICMS (R\$ 485 milhões);
- de 101,2% no PIS e Cofins (R\$ 360 milhões), devido principalmente ao aumento de faturamento no período e à variação nos créditos de PIS e Cofins, devido a um menor crédito tomado no 2T15, em consonância com a Lei nº 12.973/14, que alterou as regras de tomada de crédito a partir de 2015;
- de 1446,9% na CDE (R\$ 1.067 milhões), devido à adoção das novas cotas de CDE;
- de 24,1% no Programa de P&D e Eficiência Energética (R\$ 7 milhões);
- contabilização de outros encargos do consumidor, referente às bandeiras tarifárias homologadas pela CCEE (R\$ 684 milhões);
- de R\$ 4 milhões da taxa de fiscalização da Aneel, que em 2014 estava registrada em Outras Despesas;

Parcialmente compensados pela redução:

- de 6,2% no PROINFA (R\$ 2 milhões).

As deduções gerenciais da receita operacional bruta registraram um aumento de 225,6% (R\$ 2.631 milhões) no 2T15. O aumento das deduções gerenciais da receita bruta se deu, além dos fatores descritos acima, por R\$ 26 milhões de ativos e passivos financeiros setoriais, referentes a um líquido a receber no 2T14.

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\$ 4.025 milhões no 2T15, representando um aumento de 38,6% (R\$ 1.120 milhões). A receita operacional líquida gerencial registrou um aumento de 42,4% (R\$ 1.199 milhões) no 2T15.

12.1.1.3 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\$ 3.245 milhões no 2T15, representando um aumento de 54,7% (R\$ 1.148 milhões). O custo com energia elétrica gerencial registrou um aumento de 64,9% (R\$ 1.277 milhões) no 2T15:

- O custo da energia comprada para revenda (IFRS) atingiu R\$ 2.969 milhões no 2T15, o que representa um aumento de 50,6% (R\$ 997 milhões), devido aos seguintes fatores:
 - (i) Aumento de 102,0% no custo com energia de Itaipu (R\$ 336 milhões), decorrente principalmente do aumento de 104,7% no preço médio de compra (de R\$ 127,44/MWh no 2T14 para R\$ 260,83/MWh no 2T15), parcialmente compensado pela redução de

1,3% (34 GWh) na quantidade de energia comprada;

- (ii) Aumento de 35,6% no custo com energia adquirida no ambiente regulado e contratos bilaterais (R\$ 638 milhões), devido ao aumento de 17,0% no preço médio de compra (de R\$ 221,41/MWh no 2T14 para R\$ 259,08/MWh no 2T15) e de 15,9% (1.286 GWh) na quantidade de energia comprada;
- (iii) Contabilização do aporte da conta ACR no 2T14, no montante de R\$ 805 milhões, para cobertura de exposição involuntária e despacho de térmicas;
Parcialmente compensado por:
 - (iv) Redução de 85,5% no custo com energia de curto prazo (R\$ 677 milhões), decorrente principalmente da redução de 76,7% na quantidade de energia comprada (859 GWh) e de 37,7% no preço médio de compra (de R\$ 707,07/MWh no 2T14 para R\$ 440,41/MWh no 2T15 – queda do PLD);
 - (v) Redução de 4,2% no custo com PROINFA (R\$ 3 milhões), devido principalmente à redução de 11,7% no preço médio de compra (de R\$ 265,70/MWh no 2T14 para R\$ 234,54/MWh no 2T15), parcialmente compensada pelo aumento de 8,6% (21 GWh) na quantidade de energia comprada;
 - (vi) Aumento de 50,6% (R\$ 102 milhões) nos créditos de PIS e Cofins (reduzidor de custo), gerados a partir da compra de energia.
- O custo da energia comprada para revenda gerencial registrou um aumento de 60,5% (R\$ 1.119 milhões) no 2T15. O aumento do custo da energia comprada para revenda gerencial se deu, além dos fatores descritos acima, por R\$ 122 milhões de ativos e passivos financeiros setoriais, referentes a um líquido a receber no 2T14;
- Os encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição (IFRS) atingiram R\$ 277 milhões no 2T15, o que representa um aumento de 119,9% (R\$ 151 milhões), devido aos seguintes fatores:
 - (i) Aumento de 49,9% nos encargos da rede básica (R\$ 68 milhões), devido ao reajuste de 8,1% dos contratos entre distribuidoras e transmissoras em julho de 2014 e à alteração na metodologia de rateio da TUST-rb;
 - (ii) Aumento de 17,3% nos encargos de transporte de Itaipu (R\$ 2 milhões);
 - (iii) Aumento de 8,3% nos encargos de conexão (R\$ 1 milhão);
 - (iv) Aumento de 16,7% nos encargos de uso do sistema de distribuição (R\$ 1 milhão);
 - (v) Aumento nos encargos de serviço de sistema – ESS (R\$ 106 milhões), passando de uma receita de R\$ 32 milhões no 2T14 para um custo de R\$ 74 milhões no 2T15, em função da redução do PLD;
Parcialmente compensados por:
 - (vi) Contabilização de encargos de energia de reserva – EER no 2T14, no montante de R\$ 11 milhões;
 - (vii) Aumento de 119,9% nos créditos de PIS e Cofins (reduzidor de custo), gerados a partir dos encargos (R\$ 15 milhões).
- Os encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição gerenciais registraram um aumento de 132,0% (R\$ 157 milhões) no 2T15. O aumento dos encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição gerenciais se deu, além dos fatores descritos acima, por:
 - (i) No 2T14, efeito **não-recorrente** de R\$ 12 milhões relativo a realocação de custos com perdas de rede básica apurados pela CCEE;
Parcialmente compensados por:
 - (ii) R\$ 5 milhões de ativos e passivos financeiros setoriais, referentes a um líquido a pagar

no 2T14.

12.1.1.4) Custos e Despesas Operacionais

Os custos e despesas operacionais (IFRS) atingiram R\$ 919 milhões no 2T15, comparado a R\$ 734 milhões no 2T14, um aumento de 25,2% (R\$ 181 milhões). Os custos e despesas operacionais gerenciais atingiram R\$ 869 milhões no 2T15, comparado a R\$ 733 milhões no 2T14, um aumento de 6,6% (R\$ 45 milhões), decorrente dos seguintes fatores:

- Aumento de 35,1% (R\$ 4 milhões) no item Entidade de Previdência Privada;
- Aumento líquido de 6,8% (R\$ 8 milhões) no item Depreciação e Amortização;
- O PMSO (IFRS) atingiu R\$ 505 milhões no 2T15, comparado a R\$ 396 milhões no 2T14, registrando um aumento de 27,4% (R\$ 109 milhões), devido principalmente ao **efeito não-recorrente** do 2T15, no montante de R\$ 50 milhões, relativo a contingências/despesas jurídicas. O PMSO gerencial atingiu R\$ 455 milhões no 2T15, comparado a R\$ 396 milhões no 2T14, registrando um aumento de 14,9% (R\$ 59 milhões), decorrente dos seguintes fatores:
 - (i) Gastos com pessoal, que registraram aumento de 8,4% (R\$ 13 milhões), devido principalmente (a) aos efeitos do acordo coletivo de trabalho (R\$ 9 milhões) e (b) a outros efeitos (R\$ 4 milhões);
 - (ii) Gastos com serviços de terceiros, que registraram aumento de 5,1% (R\$ 6 milhões). Na CPFL Paulista (R\$ 4 milhões), CPFL Piratininga (R\$ 1 milhão) e RGE (R\$ 1 milhão), devido principalmente ao aumento nas despesas com manutenção do sistema elétrico, auditoria e consultoria, leitura de medidores e uso, entrega e cobrança de fatura e *call center*;
 - (iii) Gastos com material, que registraram aumento de 3,1% (R\$ 1 milhão);
 - (iv) Outros custos/despesas operacionais, que registraram um aumento de 37,5% (R\$ 39 milhões), devido principalmente aos seguintes fatores:
 - ✓ Aumento de 52,4% (R\$ 23 milhões) nas despesas legais, judiciais e indenizações;
 - ✓ Aumento de 76,3% (R\$ 18 milhões) na provisão para créditos de liquidação duvidosa;
 - ✓ Aumento de 40,9% (R\$ 3 milhões) na perda na alienação, desativação e outros de ativos não circulantes;Parcialmente compensado pelo:
 - ✓ Redução de 74,8% (R\$ 3 milhões) nas despesas com publicidade e propaganda;
 - ✓ Contabilização de R\$ 4 milhões referentes à taxa de fiscalização da Aneel no 2T14. Esta taxa passou a ser contabilizada em deduções da receita a partir de 2015.
- Aumento de 30,6% (R\$ 64 milhões) no custo com construção da infraestrutura da concessão (que não afeta o resultado, devido à receita correspondente, no mesmo valor). Esse item, que atingiu R\$ 275 milhões no 2T15, tem sua contrapartida na “receita operacional”.

12.1.1.5) EBITDA

O **EBITDA (IFRS)** totalizou R\$ 259 milhões no 2T15, registrando uma redução de 35,2% (R\$ 141 milhões).

Considerando os ativos e passivos financeiros setoriais e expurgando os efeitos não-recorrentes, o **EBITDA Gerencial** atingiu R\$ 309 milhões no 2T15, comparado a R\$ 449 milhões no 2T14, uma redução de 31,3% (R\$ 141 milhões).

12.1.1.6) Resultado Financeiro

No 2T15, o resultado financeiro líquido (IFRS) foi uma receita financeira líquida de R\$ 28 milhões, comparada a uma despesa financeira líquida de R\$ 55 milhões no 2T14, registrando uma variação de R\$ 83 milhões. O resultado financeiro líquido gerencial no 2T15 foi uma receita financeira líquida também de R\$ 28 milhões, comparada a uma despesa financeira líquida de R\$ 36 milhões no 2T14, registrando uma variação de R\$ 65 milhões.

Os itens que explicam essa variação são:

- Receita Financeira (IFRS): aumento de 62,6% (R\$ 97 milhões), passando de R\$ 155 milhões no 2T14 para R\$ 252 milhões no 2T15. Receita Financeira Gerencial: aumento de 38,4% (R\$ 70 milhões), passando de R\$ 182 milhões no 2T14 para R\$ 252 milhões no 2T15, devido principalmente aos seguintes fatores:

- (i) Aumento de 655,0% (R\$ 68 milhões) no Ajuste de Expectativa de Fluxo de Caixa, devido à atualização monetária (IGP-M) do ativo financeiro da concessão das empresas do segmento de Distribuição, bem como das adições de ativo financeiro;
- (ii) Atualizações de ativo financeiro setorial (R\$ 7 milhões);
- (iii) Aumento nos acréscimos e multas moratórias (R\$ 17 milhões), devido ao aumento dos recebíveis sobre os atrasos nos recebimentos das faturas de energia, por conta do aumento na tarifa;
- (iv) Aumento de 235,7% (R\$ 2 milhões) no item deságio na aquisição de crédito de ICMS;
- (v) Efeito da variação cambial das faturas de Itaipu (R\$ 2 milhões);

Parcialmente compensados por:

- (vi) Redução de 6,7% (R\$ 2 milhões) nas rendas de aplicações financeiras, em virtude da redução do saldo de aplicações;
 - (vii) Redução de 25,7% (R\$ 7 milhões) na atualização de depósitos judiciais;
 - (viii) Redução de 44,5% (R\$ 11 milhões) em atualizações monetárias e cambiais;
 - (ix) Redução de 65,9% (R\$ 7 milhões) em outras receitas financeiras.
- Despesa Financeira (IFRS): aumento de 6,6% (R\$ 14 milhões), passando de R\$ 210 milhões no 2T14 para R\$ 223 milhões no 2T15. Despesa Financeira Gerencial: aumento de 2,4% (R\$ 5 milhões), passando de R\$ 218 milhões no 2T14 para R\$ 223 milhões no 2T15, devido principalmente aos seguintes fatores:
- (i) Aumento de 19,6% (R\$ 25 milhões) nos encargos de dívidas, devido principalmente ao aumento do custo médio da dívida e do estoque de dívida;
 - (ii) Aumento de 64,3% (R\$ 35 milhões) em atualizações monetárias e cambiais;
- Parcialmente compensados por:
- (iii) Efeito da marcação a mercado no 2T15 nas operações sob a lei 4.131 - Efeito não caixa (R\$ 29 milhões);
 - (iv) Efeito da variação cambial das faturas de Itaipu (R\$ 6 milhões);
 - (v) Atualizações de passivo financeiro setorial (R\$ 10 milhões);
 - (vi) Redução de 29,5% (R\$ 9 milhões) em outras despesas financeiras.

12.1.1.7) Lucro Líquido

No 2T15, o **Lucro Líquido (IFRS)** foi de R\$ 116 milhões, registrando uma redução de 18,8% (R\$ 27 milhões).

Considerando os ativos e passivos financeiros setoriais e expurgando os efeitos não-recorrentes, o **Lucro Líquido Gerencial** somou R\$ 149 milhões no 2T15, comparado a R\$ 188 milhões no 2T14, uma redução de 20,8% (R\$ 39 milhões).

12.1.2) Reajuste Tarifário Anual

| Datas dos Reajustes Tarifários | |
|--------------------------------|-----------------|
| Distribuidora | Data |
| CPFL Piratininga | 23 de outubro |
| CPFL Santa Cruz | 3 de fevereiro* |
| CPFL Leste Paulista | 3 de fevereiro* |
| CPFL Jaguari | 3 de fevereiro* |
| CPFL Sul Paulista | 3 de fevereiro* |
| CPFL Mococa | 3 de fevereiro* |
| CPFL Paulista | 8 de abril |
| RGE | 19 de junho |

* A Audiência Pública 038/2015, realizada pela ANEEL, propõe que a data das revisões sejam alteradas para 15 de março, a fim de respeitar o intervalo mínimo de 12 meses desde o último processo tarifário de cada concessionária, para a alteração das tarifas vigentes

RGE

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

CPFL Paulista

Em 07 de abril de 2015, por meio da Resolução Homologatória nº 1.871, a Aneel reajustou as tarifas de energia elétrica da CPFL Paulista em 41,45%, sendo 37,31% relativos ao Reajuste Tarifário Econômico e 4,14% referentes aos componentes financeiros externos ao Reajuste Tarifário, correspondendo a um efeito médio de 4,67% a ser percebido pelos consumidores. O impacto da Parcela A (Energia, Encargos de Transmissão e Encargos Setoriais) no reajuste foi de 36,85% e da Parcela B de 0,46%. O cálculo levou em consideração a Revisão Tarifária Extraordinária, ocorrida em fevereiro de 2015. As novas tarifas entraram em vigor em 08 de abril de 2015.

CPFL Santa Cruz, CPFL Leste Paulista, CPFL Jaguari, CPFL Sul Paulista e CPFL Mococa

Em 03 de fevereiro de 2015, a Aneel homologou os Índices dos Reajustes Tarifários Anuais de 2015 das distribuidoras CPFL Santa Cruz, CPFL Leste Paulista, CPFL Jaguari, CPFL Sul Paulista e CPFL Mococa, conforme demonstrado na tabela abaixo:

| Reajuste Tarifário Anual (RTA) | CPFL Mococa | CPFL Sul Paulista | CPFL Jaguari | CPFL Leste Paulista | CPFL Santa Cruz |
|--------------------------------|---------------|-------------------|---------------|---------------------|-----------------|
| Resolução Homologatória | 1.849 | 1.851 | 1.853 | 1.852 | 1.850 |
| IRT Econômico | 28,90% | 30,24% | 40,07% | 28,82% | 22,01% |
| Componentes Financeiros | -5,55% | -5,36% | -1,61% | -8,02% | 12,67% |
| IRT Total | 23,34% | 24,88% | 38,46% | 20,80% | 34,68% |
| Efeito Médio | 28,29% | 28,38% | 45,70% | 24,64% | 27,96% |

As novas tarifas entraram em vigor em 03 de fevereiro de 2015.

CPFL Piratininga

Em 21 de outubro de 2014, por meio da Resolução Homologatória nº 1.810, a Aneel reajustou as tarifas de energia elétrica da CPFL Piratininga em 19,73%, sendo 15,81% relativos ao Reajuste Tarifário e 3,92% referentes aos componentes financeiros externos ao Reajuste Tarifário, correspondendo a um efeito médio de 22,43% a ser percebido pelos consumidores. O impacto da Parcela A (Energia, Encargos de Transmissão e Encargos Setoriais) no reajuste foi de 15,50% e da Parcela B de 0,31%. As novas tarifas entraram em vigor em 23 de outubro de 2014. Em 21 de julho de 2015, a Aneel aprovou a Audiência Pública sobre a revisão tarifária da distribuidora, a fim de colher subsídios, através de uma proposta preliminar, para aplicação do índice de revisão tarifária a partir do dia 23 de outubro de 2015.

12.1.3) Revisão Tarifária Extraordinária (RTE) de 2015

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

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

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

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

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

| Revisão Tarifária Extraordinária (RTE) | CPFL Mococa | CPFL Sul Paulista | CPFL Jaguari | CPFL Leste Paulista | CPFL Santa Cruz |
|--|-------------|-------------------|--------------|---------------------|-----------------|
| Efeito médio consumidor | -4,1% | -4,0% | -5,0% | -4,2% | -4,6% |

12.1.4) 4º Ciclo de Revisão Tarifária Periódica

| Revisões Tarifárias | | |
|---------------------|---------------|-------------------------|
| Distribuidora | Periodicidade | Data da Próxima Revisão |
| CPFL Piratininga | A cada 4 anos | Outubro de 2015 |
| CPFL Santa Cruz | A cada 4 anos | Fevereiro de 2016* |
| CPFL Leste Paulista | A cada 4 anos | Fevereiro de 2016* |
| CPFL Jaguari | A cada 4 anos | Fevereiro de 2016* |
| CPFL Sul Paulista | A cada 4 anos | Fevereiro de 2016* |
| CPFL Mococa | A cada 4 anos | Fevereiro de 2016* |
| CPFL Paulista | A cada 5 anos | Abril de 2018 |
| RGE | A cada 5 anos | Junho de 2018 |

* A Audiência Pública 038/2015, realizada pela ANEEL, propõe que a data das revisões sejam alteradas para Março/2016

12.1.5) Desempenho Operacional do Segmento de Distribuição

A CPFL Energia mantém a estratégia de estimular a disseminação e o compartilhamento das melhores práticas de gestão e operação nas distribuidoras, com o objetivo de aumentar a eficiência operacional e melhorar a qualidade dos serviços prestados aos clientes.

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.

| Indicadores* DEC e FEC | | | | |
|------------------------|-------|-------|------|------|
| Empresa | DEC | | FEC | |
| | 2T15 | 2T14 | 2T15 | 2T14 |
| CPFL Paulista | 6,97 | 6,70 | 4,66 | 4,68 |
| Piratininga | 6,80 | 7,45 | 4,20 | 4,65 |
| RGE | 17,64 | 18,14 | 8,99 | 9,08 |
| Santa Cruz | 6,87 | 7,21 | 5,92 | 6,54 |
| CPFL Leste Paulista | 9,34 | 7,07 | 7,03 | 5,61 |
| CPFL Sul Paulista | 8,68 | 9,59 | 5,88 | 7,37 |
| CPFL Jaguari | 6,13 | 5,57 | 4,45 | 4,69 |
| CPFL Mococa | 7,86 | 5,83 | 7,17 | 6,72 |

* Valores anualizados

12.2) Segmentos de Comercialização e Serviços

| DRE Consolidado - Comercialização e Serviços (Pro-forma - R\$ Mil) | | | | | | |
|--|---------|---------|--------|-----------|-----------|--------|
| | 2T15 | 2T14 | Var. | 1S15 | 1S14 | Var. |
| Receita Operacional Bruta | 593.583 | 590.221 | 0,6% | 1.165.018 | 1.217.230 | -4,3% |
| Receita Operacional Líquida | 527.894 | 523.462 | 0,8% | 1.030.536 | 1.080.770 | -4,6% |
| EBITDA (IFRS) ⁽¹⁾ | 54.219 | 69.787 | -22,3% | 88.444 | 146.771 | -39,7% |
| LUCRO LÍQUIDO (IFRS) | 40.320 | 46.473 | -13,2% | 69.056 | 97.706 | -29,3% |

Nota:

(1) O EBITDA (IFRS) é calculado a partir da soma do lucro líquido, impostos, resultado financeiro, depreciação/amortização e combinação de negócios, conforme Instrução CVM nº 527/12.

Receita Operacional

No 2T15, a receita operacional bruta atingiu R\$ 594 milhões, representando um aumento de 0,6% (R\$ 3 milhões), e a receita operacional líquida foi de R\$ 528 milhões, representando um aumento de 0,8% (R\$ 4 milhões).

EBITDA

No 2T15, o EBITDA foi de R\$ 54 milhões, uma redução de 22,3% (R\$ 16 milhões).

Lucro Líquido

No 2T15, o lucro líquido foi de R\$ 40 milhões, uma redução de 13,2% (R\$ 6 milhões).

12.3) Segmento de Geração Convencional

12.3.1) Desempenho Econômico-Financeiro

| DRE Consolidado - Geração Convencional - IFRS (Pro-forma - R\$ Mil) | | | | | | |
|---|----------|-----------|--------|-----------|-----------|--------|
| | 2T15 | 2T14 | Var. | 1S15 | 1S14 | Var. |
| Receita Operacional Bruta | 261.049 | 304.155 | -14,2% | 515.251 | 587.177 | -12,2% |
| Receita Operacional Líquida | 238.375 | 282.280 | -15,6% | 470.514 | 550.674 | -14,6% |
| Custo com Energia Elétrica | (51.873) | (108.564) | -52,2% | (100.365) | (130.724) | -23,2% |
| Custos e Despesas Operacionais | (53.446) | (54.845) | -2,6% | (103.093) | (107.130) | -3,8% |
| EBITDA ⁽¹⁾ | 229.649 | 190.586 | 20,5% | 413.088 | 487.401 | -15,2% |
| Lucro Líquido | 83.433 | 57.664 | 44,7% | 121.869 | 197.878 | -38,4% |

Nota: 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\$ Mil) | | | | | | |
|---|----------------|----------------|---------------|----------------|------------------|---------------|
| | 2T15 | 2T14 | Var. | 1S15 | 1S14 | Var. |
| Receita Operacional Bruta | 535.534 | 634.776 | -15,6% | 1.073.988 | 1.270.203 | -15,4% |
| Receita Operacional Líquida | 487.524 | 583.332 | -16,4% | 977.316 | 1.175.203 | -16,8% |
| Custo com Energia Elétrica | (83.751) | (145.419) | -42,4% | (177.525) | (222.203) | -20,1% |
| Custos e Despesas Operacionais | (163.114) | (236.221) | -30,9% | (361.061) | (438.607) | -17,7% |
| Resultado do Serviço | 240.659 | 201.692 | 19,3% | 438.730 | 514.392 | -14,7% |
| EBITDA | 299.600 | 260.928 | 14,8% | 557.394 | 631.768 | -11,8% |
| EBITDA Gerencial⁽²⁾ | 421.382 | 300.747 | 40,1% | 806.285 | 694.038 | 16,2% |
| Resultado Financeiro | (144.669) | (125.541) | 15,2% | (287.451) | (253.868) | 13,2% |
| Lucro Antes da Tributação | 95.990 | 76.152 | 26,1% | 151.279 | 259.571 | -41,7% |
| Lucro Líquido | 73.318 | 48.988 | 49,7% | 106.746 | 172.361 | -38,1% |
| Lucro Líquido Gerencial⁽²⁾ | 153.694 | 75.269 | 104,2% | 271.014 | 213.459 | 27,0% |

Notas:

- (1) Consolidação Proporcional da Geração Convencional (Ceran, Baesa, Enercan, Foz Chapecó, Epasa e Jaguari Geração);
 (2) Exclui os efeitos não-recorrentes no EBITDA de R\$ 122 milhões no 2T15 e R\$ 40 milhões no 2T14, e no Lucro Líquido de R\$ 80 milhões no 2T15 e R\$ 26 milhões no 2T14.

Receita Operacional

No 2T15, a **Receita Operacional Bruta**, considerando a Consolidação Proporcional no Segmento de Geração Convencional, atingiu R\$ 536 milhões, uma redução de 15,6% (R\$ 99 milhões). Esta redução decorre principalmente da estratégia de sazonalização da garantia física (o ganho do 2T14 foi registrado na receita operacional; já o ganho do 2T15 foi registrado como redutor do custo com energia elétrica), parcialmente compensada pelo incremento de receita decorrente aos reajustes de preços dos contratos de venda dos projetos de geração hidrelétrica da Companhia (Ceran, Baesa, Enercan, Foz do Chapecó e Jaguari Geração). A **Receita Operacional Líquida** foi de R\$ 488 milhões, registrando uma redução de 16,4% (R\$ 96 milhões).

Custo com Energia Elétrica

No 2T15, o custo com energia elétrica foi de R\$ 84 milhões, uma redução de 42,4% (R\$ 62 milhões), devido principalmente aos seguintes fatores:

- (i) Ganho com a estratégia de sazonalização da garantia física (redutor de custo) no 2T15 (R\$ 138 milhões); já o ganho do 2T14 foi registrado na receita operacional;
- (ii) Outros efeitos (R\$ 6 milhões);

Parcialmente compensado por:

- (iii) Custos com GSF de R\$ 122 milhões no 2T15, enquanto que no 2T14 esse custo foi de R\$ 40 milhões – **efeitos não-recorrentes**. Vale destacar que o contrato de venda de energia da UHE Serra da Mesa para Furnas isenta a CPFL Geração dos gastos com GSF. Estes montantes referem-se, portanto, aos demais projetos de geração hidrelétrica da Companhia (Ceran, Baesa, Enercan, Foz do Chapecó e Jaguari Geração).

Custos e Despesas Operacionais

Os custos e despesas operacionais atingiram R\$ 163 milhões no 2T15, comparados a R\$ 236 milhões no 2T14, uma redução de 30,9% (R\$ 73 milhões), devido às variações em:

- (i) PMSO, item que atingiu R\$ 104 milhões, registrando uma redução de 41,2% (R\$ 73 milhões), devido principalmente às reduções nas despesas (i) de materiais referentes à aquisição de óleo combustível pela Epasa (R\$ 70 milhões) (receita associada) e (ii) com CFURH (Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos) (R\$ 4 milhões);
- (ii) Depreciação e Amortização, que atingiu R\$ 59 milhões, uma redução de 0,5% (R\$ 0,2

milhão).

EBITDA

No 2T15, o **EBITDA** (considerando a consolidação proporcional) foi de R\$ 300 milhões, comparado a R\$ 261 milhões no 2T14, um aumento de 14,8% (R\$ 39 milhões).

Considerando a consolidação proporcional e expurgando os efeitos não-recorrentes, o **EBITDA Gerencial** foi de R\$ 421 milhões no 2T15, comparado a R\$ 301 milhões no 2T14, um aumento de 40,1% (R\$ 121 milhões).

Resultado Financeiro

No 2T15, o resultado financeiro líquido foi uma despesa líquida de R\$ 145 milhões, representando um aumento de 15,2% (R\$ 19 milhões). As Despesas Financeiras passaram de R\$ 161 milhões no 2T14 para R\$ 163 milhões no 2T15 (aumento de R\$ 2 milhões). Já as Receitas Financeiras passaram de R\$ 35 milhões no 2T14 para R\$ 19 milhões no 2T15 (redução de R\$ 17 milhões), devido à redução nas rendas de aplicações financeiras, em virtude da redução do saldo médio de aplicações.

Lucro Líquido

No 2T15, o **lucro líquido** (considerando a consolidação proporcional) foi de R\$ 73 milhões, comparado a R\$ 49 milhões no 2T14, um aumento de 49,7% (R\$ 9 milhões).

Considerando a consolidação proporcional e expurgando os efeitos não-recorrentes, o **Lucro Líquido Gerencial** foi de R\$ 154 milhões no 2T15, comparado a R\$ 75 milhões no 2T14, um aumento de 104,2% (R\$ 78 milhões).

12.4) CPFL Renováveis

12.4.1) Desempenho Econômico-Financeiro

| DRE Consolidado - CPFL Renováveis (100% Participação - R\$ Mil) | | | | | | |
|---|-----------------|-----------------|--------------|------------------|------------------|--------------|
| | 2T15 | 2T14 | Var. | 1S15 | 1S14 | Var. |
| Receita Operacional Bruta (IFRS) | 314.469 | 262.846 | 19,6% | 704.460 | 571.315 | 23,3% |
| Receita Operacional Líquida | 295.620 | 245.150 | 20,6% | 660.035 | 534.057 | 23,6% |
| Custo com Energia Elétrica | (64.872) | (78.122) | -17,0% | (186.684) | (205.120) | -9,0% |
| Custos e Despesas Operacionais | (207.228) | (155.506) | 33,3% | (400.542) | (298.713) | 34,1% |
| Resultado do Serviço | 23.520 | 11.521 | 104,1% | 72.808 | 30.224 | 140,9% |
| EBITDA (IFRS)⁽¹⁾ | 155.939 | 117.107 | 33,2% | 333.504 | 236.380 | 41,1% |
| Resultado Financeiro | (112.055) | (79.069) | 41,7% | (218.736) | (147.275) | 48,5% |
| Lucro antes da Tributação | (88.534) | (67.548) | 31,1% | (145.928) | (117.051) | 24,7% |
| Lucro Líquido (IFRS) | (93.082) | (65.869) | 41,3% | (157.727) | (120.194) | 31,2% |

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

| DRE Consolidado - CPFL Renováveis (Participação Proporcional - R\$ Mil) | | | | | | |
|---|-----------------|-----------------|--------------|-----------------|-----------------|---------------|
| | 2T15 | 2T14 | Var. | 1S15 | 1S14 | Var. |
| Receita Operacional Bruta | 167.605 | 154.646 | 8,4% | 363.579 | 336.150 | 8,2% |
| Receita Operacional Líquida | 157.630 | 144.234 | 9,3% | 340.650 | 314.228 | 8,4% |
| Custo com Energia Elétrica | (38.539) | (45.963) | -16,2% | (96.349) | (120.689) | -20,2% |
| Custos e Despesas Operacionais | (106.952) | (91.490) | 16,9% | (206.724) | (175.752) | 17,6% |
| Resultado do Serviço | 12.139 | 6.781 | 79,0% | 37.577 | 17.787 | 111,3% |
| EBITDA⁽¹⁾ | 80.482 | 68.900 | 16,8% | 172.125 | 139.081 | 23,8% |
| EBITDA Gerencial⁽²⁾ | 105.758 | 89.079 | 18,7% | 225.466 | 201.676 | 11,8% |
| Resultado Financeiro | (57.833) | (46.520) | 24,3% | (112.892) | (86.653) | 30,3% |
| Lucro antes da Tributação | (45.693) | (39.739) | 15,0% | (75.315) | (68.866) | 9,4% |
| Lucro Líquido | (48.041) | (38.754) | 24,0% | (81.404) | (70.718) | 15,1% |
| Lucro Líquido Gerencial⁽²⁾ | (22.765) | (18.575) | 22,6% | (28.063) | (8.123) | 245,5% |

Notas:

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

(2) Exclui os efeitos não-recorrentes de R\$ 25 milhões no 2T15 e R\$ 20 milhões no 2T14.

Variações no DRE da CPFL Renováveis

No 2T15, as variações no DRE da CPFL Renováveis devem-se principalmente aos fatores abaixo, sendo que esses valores são parcialmente compensados pelas eliminações ocorridas na consolidação da CPFL Renováveis na CPFL Energia.

- (i) Início da operação do complexo eólico Macacos I (30 MW), em maio de 2014;
- (ii) Conclusão da associação com a DESA em setembro de 2014, com eficácia a partir de outubro de 2014;
- (iii) Início da operação do parque eólico Morro dos Ventos II (29,2 MW), em abril de 2015.

Receita Operacional

Considerando a participação proporcional, a receita operacional bruta atingiu R\$ 168 milhões no 2T15, representando um aumento de 8,4% (R\$ 13 milhões), e a receita operacional líquida foi de R\$ 158 milhões, representando um aumento de 9,3% (R\$ 13 milhões). Este aumento decorre, principalmente, dos projetos que iniciaram as vendas no período (citados acima), além do reajuste anual dos contratos com base no IGP-M ou IPCA que ocorreram ao longo do período.

Custo com Energia Elétrica

No 2T15, o custo com energia elétrica (considerando a participação proporcional) foi de R\$ 39 milhões, representando uma redução de 16,2% (R\$ 7 milhões). Essa redução foi resultado dos seguintes fatores:

- Ocorrência de **efeitos não-recorrentes** citados a seguir:
 - (i) Menor compra de energia para atender ao lastro de contratos de venda de energia de PCHs que não estavam no MRE. No 2T15, as compras das PCHs Dourados, Guaporé, Três Saltos e Socorro totalizaram R\$ 1 milhão, enquanto que no 2T14 as compras das PCHs Três Saltos, Americana e Socorro totalizaram R\$ 4 milhões;
 - (ii) Sinistro na UTE Bio Coopcana (queima da bobina do gerador), ocorrido em maio de 2014, gerando um aumento de R\$ 7 milhões no custo com compra de energia para atender ao lastro de contratos de venda desta usina;

Parcialmente compensado por:

- (iii) Ocorrência de GSF no montante de R\$ 18 milhões no 2T15, enquanto que no 2T14 esse custo foi de R\$ 9 milhões. As condições hidrológicas desfavoráveis desde o início de 2014 ocasionaram a aplicação do GSF e, conseqüentemente, a necessidade de

compra de energia por diversos geradores participantes do MRE;

- (iv) Compra de energia, no montante de R\$ 1 milhão, decorrente do sinistro (dano nas turbinas) da UTE Bio Pedra, ocorrido em maio de 2015, em função da penalidade prevista nas regras do contrato do leilão de energia de reserva (LER).

- Ocorrência de efeitos recorrentes citados a seguir:

- (i) No 2T14 houve um volume de energia comprada para atender a sazonalização dos contratos de venda de energia das usinas à biomassa, totalizando R\$ 18 milhões, efeito esse que não se repetiu no 2T15;

Parcialmente compensado por:

- (ii) Compra de energia, no montante de R\$ 3 milhões, relacionada ao atendimento de contratos de biomassa;
- (iii) Outros efeitos (R\$ 8 milhões).

Custos e Despesas Operacionais

No 2T15, os custos e despesas operacionais (considerando a participação proporcional) atingiram R\$ 107 milhões, representando um aumento de 16,9% (R\$ 15 milhões). Esse aumento foi resultado dos seguintes fatores:

- PMSO, item que atingiu R\$ 39 milhões, registrando um aumento de 31,5% (R\$ 9 milhões), devido principalmente aos seguintes fatores:
 - (i) Crescimento do portfólio e a maior geração de energia no período (R\$ 6 milhões);
 - (ii) **Efeito não-recorrente** da provisão para perda do imobilizado (R\$ 6 milhões), referente ao valor contábil depreciado da turbina da UTE Bio Pedra decorrente do sinistro ocorrido em maio de 2015;

Parcialmente compensado por:

- (iii) Reversão da provisão oriunda de um projeto descontinuado da DESA (R\$ 2 milhões);
- Depreciação e Amortização, que atingiu R\$ 68 milhões, um aumento de 10,0% (R\$ 6 milhões), devido principalmente à entrada em operação de novos ativos entre o 2T14 e 2T15.

EBITDA

No 2T15, o **EBITDA** (considerando a participação proporcional) foi de R\$ 80 milhões, aumento de 16,8% (R\$ 12 milhões).

Considerando a participação proporcional e expurgando os efeitos não-recorrentes, o **EBITDA Gerencial** foi de R\$ 106 milhões no 2T15, comparado a R\$ 89 milhões no 2T14, um aumento de 18,7% (R\$ 17 milhões).

Resultado Financeiro

No 2T15, o resultado financeiro líquido foi uma despesa líquida de R\$ 58 milhões, representando um aumento de 24,3% (R\$ 11 milhões). As Despesas Financeiras passaram de R\$ 63 milhões no 2T14 para R\$ 73 milhões no 2T15, um aumento de 15,7% (R\$ 10 milhões). Já as Receitas Financeiras passaram de R\$ 17 milhões no 2T14 para R\$ 15 milhões no 2T15, uma redução de 8,1% (R\$ 1 milhão).

Lucro Líquido

No 2T15, o **prejuízo líquido** (considerando a participação proporcional) foi de R\$ 48 milhões, comparado a um **prejuízo líquido** de R\$ 39 milhões no 2T14, um aumento de 24,0% (R\$ 9 milhões).

Considerando a participação proporcional e expurgando os efeitos não-recorrentes, o **Prejuízo Líquido Gerencial** foi de R\$ 23 milhões no 2T15, comparado a um **Prejuízo Líquido Gerencial** de R\$ 19 milhões no 2T14, um aumento de 22,6% (R\$ 4 milhões).

12.4.2) Status dos Projetos de Geração – 100%

Em junho de 2015, o portfólio de projetos da CPFL Renováveis (participação de 100%) totalizava 1.802 MW de capacidade instalada em operação e 333 MW de capacidade em construção. As usinas em operação compreendem 38 PCHs (399 MW), 34 parques eólicos (1.032 MW), 8 usinas termelétricas a biomassa (370 MW) e 1 usina solar (1 MW). Ainda estão em construção 11 parques eólicos (282 MW) e 2 PCHs (51 MW).

Adicionalmente, a CPFL Renováveis possui projetos eólicos e de PCHs em desenvolvimento totalizando 3.453 MW, perfazendo um portfólio total de 5.588 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 | Eólica | Biomassa | Solar | TOTAL |
| Em operação | 399 | 1.032 | 370 | 1 | 1.802 |
| Em construção | 51 | 282 | - | - | 333 |
| Em desenvolvimento | 190 | 2.720 | - | 544 | 3.453 |
| TOTAL | 640 | 4.034 | 370 | 545 | 5.588 |

Parques Eólicos Complexo Campo dos Ventos e Complexo São Benedito

Os Parques Eólicos Complexo Campo dos Ventos (Campo dos Ventos I, III e V) e Complexo São Benedito (Ventos de São Benedito, Ventos de Santo Dimas, Santa Mônica, Santa Úrsula, São Domingos e Ventos de São Martinho), localizados no estado do Rio Grande do Norte, encontram-se em fase de construção, sendo que entrarão em operação, conforme previsto, a partir do 2T16. A potência instalada é de 231,0 MW e a garantia física é de 129,1 MWmédios.

PCH Mata Velha

A PCH Mata Velha, localizada em Minas Gerais, encontra-se em fase de construção, sendo que está prevista para entrar em operação gradualmente a partir do 2T16. A potência instalada é de 24,0 MW e a garantia física é de 13,1 MWmédios. A energia foi vendida por meio do 16º Leilão de Energia Nova, realizado em 2013 (preço: R\$ 143,30/MWh – junho de 2015).

Parques Eólicos Complexo Pedra Cheirosa

Os Parques Eólicos Complexo Pedra Cheirosa (Pedra Cheirosa I e II), localizados no município de Itarema/CE, encontram-se em fase de construção, sendo que a sua entrada em operação está prevista para o 1T18. A potência instalada é de 51,3 MW e a garantia física é de 26,1 MWmédios. A energia foi vendida por meio do 18º Leilão de Energia Nova, realizado em 2014 (preço: R\$

133,00/MWh – junho de 2015).

PCH Boa Vista II – Último Leilão A-5 (abril de 2015)

A CPFL Renováveis comercializou 14,8 MW médios no 21º Leilão de Energia Nova, a serem gerados pela PCH Boa Vista II, localizada no estado Minas Gerais e com 26,5 MW de capacidade instalada. A vigência do contrato decorrente desta comercialização será de 25 anos, com início de suprimento de energia em 01 de janeiro de 2020. O lote foi vendido ao preço médio de R\$ 207,64/MWh (base: junho de 2015), com reajuste anual pelo IPCA.

13) ANEXOS

13.1) Balanço Patrimonial (Ativo) – CPFL Energia

(em milhares de reais)



| ATIVO | Consolidado | | |
|---|-------------------|-------------------|-------------------|
| | 30/06/2015 | 31/12/2014 | 30/06/2014 |
| CIRCULANTE | | | |
| Caixa e Equivalentes de Caixa | 3.703.730 | 4.357.455 | 4.740.672 |
| Consumidores, Concessionárias e Permissionárias | 3.407.145 | 2.251.124 | 2.231.367 |
| Dividendo e Juros sobre Capital Próprio | 40.442 | 54.483 | 52.586 |
| Títulos e Valores Mobiliários | 32.172 | 5.324 | 5.422 |
| Tributos a Compensar | 311.407 | 329.638 | 266.577 |
| Derivativos | 94.535 | 23.260 | 9.194 |
| Ativo Financeiro Setorial | 772.283 | 610.931 | - |
| Estoques | 23.800 | 18.505 | 22.918 |
| Arrendamentos | 13.541 | 12.396 | 12.154 |
| Ativo Financeiro da Concessão | 585.312 | 540.094 | - |
| Outros Créditos | 1.188.846 | 1.011.495 | 1.231.654 |
| TOTAL DO CIRCULANTE | 10.173.213 | 9.214.704 | 8.572.543 |
| NÃO CIRCULANTE | | | |
| Consumidores, Concessionárias e Permissionárias | 110.491 | 123.405 | 137.375 |
| Coligadas, Controladas e Controladora | 106.417 | 100.666 | 96.598 |
| Depósitos Judiciais | 1.183.664 | 1.162.477 | 1.143.779 |
| Tributos a Compensar | 145.725 | 144.383 | 167.386 |
| Ativo Financeiro Setorial | 865.498 | 321.788 | - |
| Derivativos | 1.099.213 | 584.917 | 180.537 |
| Créditos Fiscais Diferidos | 887.151 | 938.496 | 1.221.422 |
| Arrendamentos | 33.383 | 35.169 | 38.064 |
| Ativo Financeiro da Concessão | 3.141.307 | 2.834.522 | 3.021.163 |
| Investimentos ao Custo | 116.654 | 116.654 | 116.654 |
| Outros Créditos | 470.984 | 388.828 | 317.435 |
| Investimentos | 1.173.087 | 1.098.769 | 1.173.705 |
| Imobilizado | 8.929.185 | 8.878.064 | 7.731.505 |
| Intangível | 8.972.845 | 9.155.973 | 8.618.990 |
| TOTAL DO NÃO CIRCULANTE | 27.235.604 | 25.884.112 | 23.964.613 |
| TOTAL DO ATIVO | 37.408.818 | 35.098.816 | 32.537.156 |

13.2) Balanço Patrimonial (Passivo) – CPFL Energia

(em milhares de reais)



| | Consolidado | | |
|---|-------------------|-------------------|-------------------|
| PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO | 30/06/2015 | 31/12/2014 | 30/06/2014 |
| CIRCULANTE | | | |
| Fornecedores | 2.267.546 | 2.374.147 | 1.930.713 |
| Encargos de Dívidas | 130.095 | 97.525 | 101.147 |
| Encargos de Debêntures | 219.225 | 293.108 | 242.370 |
| Empréstimos e Financiamentos | 1.724.142 | 1.093.500 | 1.332.828 |
| Debêntures | 230.136 | 2.042.075 | 1.878.170 |
| Entidade de Previdência Privada | 91.650 | 85.374 | 81.952 |
| Taxas Regulamentares | 938.077 | 43.795 | 44.234 |
| Impostos, Taxas e Contribuições | 639.591 | 436.267 | 403.034 |
| Dividendo e Juros sobre Capital Próprio | 13.457 | 19.086 | 21.942 |
| Obrigações Estimadas com Pessoal | 106.641 | 70.252 | 97.688 |
| Derivativos | - | 38 | 3.426 |
| Passivo Financeiro Setorial | - | 21.998 | - |
| Uso do Bem Público | 4.238 | 4.000 | 3.943 |
| Outras Contas a Pagar | 933.948 | 835.941 | 717.497 |
| TOTAL DO CIRCULANTE | 7.298.746 | 7.417.104 | 6.858.948 |
| NÃO CIRCULANTE | | | |
| Fornecedores | - | 633 | - |
| Encargos de Dívidas | 87.474 | 60.717 | 68.551 |
| Encargos de Debêntures | 10.710 | - | - |
| Empréstimos e Financiamentos | 10.955.787 | 9.426.634 | 8.181.284 |
| Debêntures | 6.719.438 | 6.136.400 | 6.717.739 |
| Entidade de Previdência Privada | 477.336 | 518.386 | 308.960 |
| Impostos, Taxas e Contribuições | - | - | 21.062 |
| Débitos Fiscais Diferidos | 1.371.666 | 1.385.498 | 1.108.395 |
| Provisão para Riscos Fiscais, Cíveis e Trabalhistas | 578.037 | 490.858 | 431.028 |
| Derivativos | 16.779 | 13.317 | 97.075 |
| Uso do Bem Público | 83.704 | 80.992 | 81.819 |
| Outras Contas a Pagar | 186.883 | 183.766 | 126.404 |
| TOTAL DO NÃO CIRCULANTE | 20.487.813 | 18.297.200 | 17.142.317 |
| PATRIMÔNIO LÍQUIDO | | | |
| Capital Social | 5.348.312 | 4.793.424 | 4.793.424 |
| Reservas de Capital | 468.082 | 468.082 | 287.673 |
| Reserva Legal | 650.811 | 650.811 | 603.352 |
| Reserva de Retenção de Lucros para Investimento | - | - | 108.987 |
| Reserva Estatutária - Ativo Financeiro da Concessão | 418.884 | 330.437 | 308.196 |
| Reserva Estatutária - Reforço de Capital de Giro | - | 554.888 | - |
| Resultado Abrangente Acumulado | 132.705 | 145.893 | 384.793 |
| Lucros Acumulados | 221.024 | - | 313.208 |
| | 7.239.819 | 6.943.535 | 6.799.633 |
| Patrimônio líquido atribuído aos acionistas não controladores | 2.382.440 | 2.440.978 | 1.736.258 |
| TOTAL DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO | 9.622.258 | 9.384.513 | 8.535.891 |
| TOTAL DO PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO | 37.408.818 | 35.098.816 | 32.537.156 |

13.3 Demonstração de Resultados – CPFL Energia (IFRS)

(em milhares de reais)

| Consolidado - IFRS | | | | | | |
|---|--------------------|--------------------|---------------|--------------------|--------------------|---------------|
| | 2T15 | 2T14 | Variação | 1S15 | 1S14 | Variação |
| RECEITA OPERACIONAL | | | | | | |
| Fornecimento de Energia Elétrica ⁽¹⁾ | 5.945.120 | 3.712.763 | 60,1% | 11.211.844 | 7.467.929 | 50,1% |
| Suprimento de Energia Elétrica | 1.062.761 | 660.484 | 60,9% | 1.919.223 | 1.361.439 | 41,0% |
| Receita com construção de infraestrutura | 284.912 | 217.030 | 31,3% | 515.720 | 405.800 | 27,1% |
| Ativo e passivo financeiro setorial | 895.571 | - | - | 1.257.379 | - | - |
| Outras Receitas Operacionais ⁽¹⁾ | 864.647 | 579.641 | 49,2% | 1.784.723 | 1.150.573 | 55,1% |
| | 9.053.011 | 5.169.918 | 75,1% | 16.688.888 | 10.385.741 | 60,7% |
| DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL | (3.890.462) | (1.276.235) | 204,8% | (6.236.271) | (2.564.748) | 143,2% |
| RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA | 5.162.549 | 3.893.683 | 32,6% | 10.452.617 | 7.820.993 | 33,6% |
| CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA | | | | | | |
| Energia Elétrica Comprada Para Revenda | (3.311.561) | (2.301.084) | 43,9% | (6.515.492) | (4.661.044) | 39,8% |
| Encargo de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição | (300.127) | (139.322) | 115,4% | (694.047) | (331.606) | 109,3% |
| | (3.611.688) | (2.440.406) | 48,0% | (7.209.539) | (4.992.650) | 44,4% |
| CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS | | | | | | |
| Pessoal | (236.425) | (215.508) | 9,7% | (461.458) | (412.177) | 12,0% |
| Material | (34.946) | (28.921) | 20,8% | (67.126) | (56.804) | 18,2% |
| Serviços de Terceiros | (134.154) | (126.214) | 6,3% | (270.019) | (245.569) | 10,0% |
| Outros Custos/Despesas Operacionais | (216.515) | (122.155) | 77,2% | (314.343) | (236.571) | 32,9% |
| Custos com construção de infraestrutura | (284.540) | (217.030) | 31,1% | (514.718) | (405.800) | 26,8% |
| Entidade de Previdência Privada | (16.344) | (12.038) | 35,8% | (32.689) | (24.079) | 35,8% |
| Depreciação e Amortização | (240.375) | (211.380) | 13,7% | (469.607) | (418.335) | 12,3% |
| Amortização do Intangível da Concessão | (83.992) | (73.805) | 13,8% | (168.693) | (145.448) | 16,0% |
| | (1.247.292) | (1.007.050) | 23,9% | (2.298.654) | (1.944.783) | 18,2% |
| EBITDA (Conforme Instrução CVM nº 527/2012) | 692.477 | 771.636 | -10,3% | 1.664.673 | 1.558.937 | 6,8% |
| RESULTADO DO SERVIÇO | 303.569 | 446.227 | -32,0% | 944.423 | 883.560 | 6,9% |
| RESULTADO FINANCEIRO | | | | | | |
| Receitas | 329.493 | 248.800 | 32,4% | 616.567 | 477.486 | 29,1% |
| Despesas | (516.251) | (472.843) | 9,2% | (1.170.054) | (924.435) | 26,6% |
| | (186.758) | (224.043) | -16,6% | (553.487) | (446.949) | 23,8% |
| EQUIVALÊNCIA PATRIMONIAL | | | | | | |
| Equivalência Patrimonial | 64.541 | 40.224 | 60,5% | 81.949 | 111.594 | -26,6% |
| Amortização Mais Valia de Ativos | (284) | (295) | -3,7% | (568) | (590) | -3,7% |
| | 64.257 | 39.929 | 60,9% | 81.381 | 111.004 | -26,7% |
| LUCRO ANTES DA TRIBUTAÇÃO | 181.068 | 262.113 | -30,9% | 472.318 | 547.615 | -13,8% |
| Contribuição Social | (23.172) | (31.427) | -26,3% | (64.635) | (61.856) | 4,5% |
| Imposto de Renda | (67.656) | (85.391) | -20,8% | (175.133) | (166.063) | 5,5% |
| LUCRO LÍQUIDO | 90.240 | 145.295 | -37,9% | 232.550 | 319.696 | -27,3% |
| Lucro líquido atribuído aos acionistas controladores | 124.180 | 164.634 | -24,6% | 293.150 | 341.130 | -14,1% |
| Lucro líquido atribuído aos acionistas não controladores | (33.940) | (19.340) | 75,5% | (60.600) | (21.434) | 182,7% |

Nota: (1) Receita de TUSD do consumidor cativo reclassificada da linha de "outras receitas operacionais" para a linha de "receita de fornecimento de energia elétrica".

13.4 Demonstração de Resultados – CPFL Energia (Gerencial)

(em milhares de reais)

| Consolidado - Gerencial | | | | | | |
|---|--------------------|--------------------|---------------|--------------------|--------------------|---------------|
| | 2T15 | 2T14 | Var. | 1S15 | 1S14 | Var. |
| RECEITA OPERACIONAL | | | | | | |
| Fornecimento de Energia Elétrica ⁽¹⁾ | 5.945.120 | 3.607.492 | 64,8% | 11.211.844 | 7.366.861 | 52,2% |
| Suprimento de Energia Elétrica | 1.004.072 | 718.151 | 39,8% | 1.802.903 | 1.519.026 | 18,7% |
| Receita com construção de infraestrutura | 284.912 | 217.030 | 31,3% | 515.720 | 405.800 | 27,1% |
| Ativo e passivo financeiro setorial | 895.571 | - | - | 1.257.379 | - | - |
| Outras Receitas Operacionais ⁽¹⁾ | 864.285 | 577.394 | 49,7% | 1.782.608 | 1.148.238 | 55,2% |
| | 8.993.960 | 5.120.067 | 75,7% | 16.570.453 | 10.439.925 | 58,7% |
| DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL | (3.891.880) | (1.254.162) | 210,3% | (6.207.814) | (2.534.100) | 145,0% |
| RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA | 5.102.080 | 3.865.906 | 32,0% | 10.362.639 | 7.905.825 | 31,1% |
| CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA | | | | | | |
| Energia Elétrica Comprada Para Revenda | (2.997.735) | (1.975.256) | 51,8% | (5.886.491) | (3.952.734) | 48,9% |
| Encargo de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição | (305.965) | (141.493) | 116,2% | (705.779) | (341.270) | 106,8% |
| | (3.303.700) | (2.116.749) | 56,1% | (6.592.270) | (4.294.004) | 53,5% |
| CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS | | | | | | |
| Pessoal | (231.015) | (210.694) | 9,6% | (450.710) | (403.045) | 11,8% |
| Material | (98.909) | (166.049) | -40,4% | (230.966) | (301.575) | -23,4% |
| Serviços de Terceiros | (122.611) | (121.331) | 1,1% | (249.952) | (238.186) | 4,9% |
| Outros Custos/Despesas Operacionais | (161.121) | (119.352) | 35,0% | (261.696) | (249.900) | 4,7% |
| Custos com construção de infraestrutura | (284.540) | (217.030) | 31,1% | (514.718) | (405.800) | 26,8% |
| Entidade de Previdência Privada | (16.344) | (12.038) | 35,8% | (32.689) | (24.079) | 35,8% |
| Depreciação e Amortização | (223.488) | (209.635) | 6,6% | (439.048) | (415.892) | 5,6% |
| Amortização do Intangível da Concessão | (63.691) | (59.812) | 6,5% | (127.686) | (118.355) | 7,9% |
| | (1.201.720) | (1.115.940) | 7,7% | (2.307.465) | (2.156.832) | 7,0% |
| EBITDA Gerencial² | 883.839 | 902.664 | -2,1% | 2.029.638 | 1.988.285 | 2,1% |
| RESULTADO DO SERVIÇO | 596.660 | 633.217 | -5,8% | 1.462.905 | 1.454.990 | 0,5% |
| RESULTADO FINANCEIRO | | | | | | |
| Receitas | 312.177 | 266.576 | 17,1% | 586.364 | 499.690 | 17,3% |
| Despesas | (485.489) | (474.716) | 2,3% | (1.115.285) | (906.494) | 23,0% |
| | (173.312) | (208.140) | -16,7% | (528.921) | (406.803) | 30,0% |
| EQUIVALÊNCIA PATRIMONIAL | | | | | | |
| Equivalência Patrimonial | - | 0 | - | - | (953) | - |
| Amortização Mais Valia de Ativos | - | - | - | - | - | - |
| | - | 0 | - | - | (953) | - |
| LUCRO ANTES DA TRIBUTAÇÃO | 423.348 | 425.078 | -0,4% | 933.983 | 1.047.234 | -10,8% |
| Contribuição Social | (43.009) | (45.647) | -5,8% | (99.855) | (106.277) | -6,0% |
| Imposto de Renda | (116.645) | (124.766) | -6,5% | (262.572) | (290.757) | -9,7% |
| LUCRO LÍQUIDO Gerencial³ | 263.694 | 254.664 | 3,5% | 571.556 | 650.200 | -12,1% |

Notas:

(1) Os dados gerenciais consideram as participações equivalentes em cada um dos ativos nos quais a CPFL Energia possui participação, os ativos e passivos financeiros setoriais (antigos ativos e passivos regulatórios) do 1T14 e excluem os efeitos não recorrentes. A partir do 4T14, os antigos ativos e passivos regulatórios, agora denominados ativos e passivos financeiros setoriais, passaram a ter sua contabilização permitida pelo IFRS;

(2) Receita de TUSD do consumidor cativo reclassificada da linha de "outras receitas operacionais" para a linha de "receita de fornecimento de energia elétrica".

13.5) Fluxo de Caixa – CPFL Energia

(em milhares de reais)



| Consolidado | | |
|--|------------------|--------------------|
| | 2T15 | Últ. 12M |
| Saldo Inicial do Caixa | 4.027.798 | 4.740.672 |
| Lucro Líquido Antes dos Tributos | 181.068 | 1.435.007 |
| Depreciação e Amortização | 324.367 | 1.234.480 |
| Encargos de Dívida e Atualizações Monetárias e Cambiais | 317.746 | 1.684.246 |
| Consumidores, Concessionárias e Permissionárias | (406.848) | (1.222.028) |
| Ativo Financeiro Setorial | (439.172) | (1.596.052) |
| Contas a Receber - Aporte CDE/CCEE | (183.931) | (57.494) |
| Fornecedores | 119.912 | 317.732 |
| Passivo Financeiro Setorial | (16.841) | (436) |
| Contas a Pagar - Aporte CDE | 29.397 | 70.358 |
| Encargos de Dívidas e Debêntures Pagos | (401.827) | (1.477.945) |
| Imposto de Renda e Contribuição Social Pagos | (65.389) | (418.450) |
| Outros | 792.902 | 1.525.640 |
| | 70.316 | 60.051 |
| Total de Atividades Operacionais | 251.384 | 1.495.058 |
| Atividades de Investimentos | | |
| Caixa Incorporado em Combinação de Negócios | - | 139.293 |
| Aquisições de Imobilizado e Adições de Intangível | (382.025) | (1.254.829) |
| Outros | (61.572) | 24.340 |
| Total de Atividades de Investimentos | (443.597) | (1.091.196) |
| Atividades de Financiamento | | |
| Aumento de Capital por Acionistas Não Controladores | - | 217 |
| Captação de Empréstimos e Debêntures | 870.339 | 4.271.019 |
| Amortização de Principal de Empréstimos e Debêntures, Líquida de Derivativos | (984.119) | (5.244.902) |
| Dividendo e Juros sobre o Capital Próprio Pagos | (371) | (435.080) |
| Outros | (17.704) | (32.058) |
| Total de Atividades de Financiamento | (131.855) | (1.440.804) |
| Geração de Caixa | (324.068) | (1.036.942) |
| Saldo Final do Caixa - 30/06/2015 | 3.703.730 | 3.703.730 |

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

(Pro-forma, em milhares de reais)



| Geração Convencional (IFRS) | | | | | | |
|---|----------------|----------------|---------------|----------------|----------------|---------------|
| | 2T15 | 2T14 | Var. | 1S15 | 1S14 | Var. |
| RECEITA OPERACIONAL | | | | | | |
| Fornecimento de Energia Elétrica | - | - | - | - | - | - |
| Suprimento de Energia Elétrica | 259.845 | 302.944 | -14,2% | 512.657 | 584.746 | -12,3% |
| Outras Receitas Operacionais | 1.204 | 1.211 | -0,5% | 2.594 | 2.431 | 6,7% |
| | 261.049 | 304.155 | -14,2% | 515.251 | 587.177 | -12,2% |
| DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL | (22.674) | (21.875) | 3,6% | (44.737) | (36.503) | 22,6% |
| RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA | 238.375 | 282.280 | -15,6% | 470.514 | 550.674 | -14,6% |
| CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA | | | | | | |
| Energia Elétrica Comprada Para Revenda | (46.705) | (104.174) | -55,2% | (89.989) | (122.003) | -26,2% |
| Encargo de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição | (5.168) | (4.390) | 17,7% | (10.376) | (8.720) | 19,0% |
| | (51.873) | (108.564) | -52,2% | (100.365) | (130.724) | -23,2% |
| CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS | | | | | | |
| Pessoal | (8.194) | (8.529) | -3,9% | (16.133) | (15.872) | 1,6% |
| Material | (543) | (274) | 98,1% | (860) | (471) | 82,5% |
| Serviços de Terceiros | (4.278) | (3.783) | 13,1% | (9.672) | (7.517) | 28,7% |
| Outros Custos/Despesas Operacionais | (8.266) | (10.732) | -23,0% | (12.118) | (20.230) | -40,1% |
| Entidade de Previdência Privada | (113) | (19) | 498,4% | (227) | (38) | 493,3% |
| Depreciação e Amortização | (28.006) | (27.362) | 2,4% | (55.991) | (54.709) | 2,3% |
| Amortização do Intangível da Concessão | (4.046) | (4.146) | -2,4% | (8.092) | (8.294) | -2,4% |
| | (53.446) | (54.845) | -2,6% | (103.093) | (107.130) | -3,8% |
| EBITDA | 229.649 | 190.586 | 20,5% | 413.088 | 487.401 | -15,2% |
| RESULTADO DO SERVIÇO | 133.056 | 118.870 | 11,9% | 267.056 | 312.820 | -14,6% |
| RESULTADO FINANCEIRO | | | | | | |
| Receitas | 19.624 | 29.205 | -32,8% | 50.757 | 42.420 | 19,7% |
| Despesas | (123.517) | (119.605) | 3,3% | (256.929) | (225.833) | 13,8% |
| Juros Sobre o Capital Próprio | - | - | - | - | - | - |
| | (103.893) | (90.400) | 14,9% | (206.172) | (183.413) | 12,4% |
| EQUIVALÊNCIA PATRIMONIAL | | | | | | |
| Equivalência Patrimonial | 64.541 | 40.208 | 60,5% | 81.949 | 111.578 | -26,6% |
| (-)Amortização Mais Valia de Ativos | (284) | (295) | -3,9% | (568) | (591) | -3,9% |
| | 64.257 | 39.912 | 61,0% | 81.381 | 110.988 | -26,7% |
| LUCRO ANTES DA TRIBUTAÇÃO | 93.421 | 68.383 | 36,6% | 142.265 | 240.394 | -40,8% |
| Contribuição Social | (2.438) | (2.796) | -12,8% | (5.334) | (11.243) | -52,6% |
| Imposto de Renda | (7.549) | (7.923) | -4,7% | (15.063) | (31.273) | -51,8% |
| LUCRO LÍQUIDO | 83.433 | 57.664 | 44,7% | 121.869 | 197.878 | -38,4% |
| <i>Lucro líquido atribuído aos acionistas controladores</i> | <i>72.851</i> | <i>49.944</i> | <i>45,9%</i> | <i>106.559</i> | <i>169.938</i> | <i>-37,3%</i> |
| <i>Lucro líquido atribuído aos acionistas não controladores</i> | <i>10.583</i> | <i>7.720</i> | <i>37,1%</i> | <i>15.310</i> | <i>27.940</i> | <i>-45,2%</i> |

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



| Geração Convencional (Gerencial) | | | | | | |
|---|----------------|----------------|---------------|------------------|------------------|---------------|
| | 2T15 | 2T14 | Var. | 1S15 | 1S14 | Var. |
| RECEITA OPERACIONAL | | | | | | |
| Fornecimento de Energia Elétrica | - | - | - | - | - | - |
| Suprimento de Energia Elétrica | 535.320 | 634.013 | -15,6% | 1.072.771 | 1.268.756 | -15,4% |
| Outras Receitas Operacionais | 215 | 763 | -71,9% | 1.217 | 1.447 | -15,9% |
| | 535.534 | 634.776 | -15,6% | 1.073.988 | 1.270.203 | -15,4% |
| DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL | (48.011) | (51.444) | -6,7% | (96.673) | (95.000) | 1,8% |
| RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA | 487.524 | 583.332 | -16,4% | 977.316 | 1.175.203 | -16,8% |
| CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA | | | | | | |
| Energia Elétrica Comprada Para Revenda | 57.951 | (87.280) | -166,4% | 111.417 | (123.658) | -190,1% |
| Encargo de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição | (19.920) | (18.320) | 8,7% | (40.051) | (36.275) | 10,4% |
| | 38.031 | (105.600) | -136,0% | 71.366 | (159.933) | -144,6% |
| CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS | | | | | | |
| Pessoal | (10.863) | (10.585) | 2,6% | (21.780) | (20.114) | 8,3% |
| Material | (67.046) | (138.010) | -51,4% | (169.236) | (246.465) | -31,3% |
| Serviços de Terceiros | (9.896) | (8.758) | 13,0% | (20.279) | (17.682) | 14,7% |
| Outros Custos/Despesas Operacionais | (16.256) | (19.614) | -17,1% | (30.875) | (35.980) | -14,2% |
| Entidade de Previdência Privada | (113) | (19) | 498,4% | (227) | (38) | 493,3% |
| Depreciação e Amortização | (54.611) | (54.794) | -0,3% | (110.004) | (109.443) | 0,5% |
| Amortização do Intangível da Concessão | (4.330) | (4.441) | -2,5% | (8.660) | (8.885) | -2,5% |
| | (163.114) | (236.221) | -30,9% | (361.061) | (438.607) | -17,7% |
| EBITDA | 421.382 | 300.747 | 40,1% | 806.285 | 694.038 | 16,2% |
| RESULTADO DO SERVIÇO | 362.441 | 241.511 | 50,1% | 687.621 | 576.662 | 19,2% |
| RESULTADO FINANCEIRO | | | | | | |
| Receitas | 18.543 | 35.232 | -47,4% | 52.711 | 52.187 | 1,0% |
| Despesas | (163.212) | (160.773) | 1,5% | (340.161) | (306.055) | 11,1% |
| Juros Sobre o Capital Próprio | - | - | - | - | - | - |
| | (144.669) | (125.541) | 15,2% | (287.451) | (253.868) | 13,2% |
| EQUIVALÊNCIA PATRIMONIAL | | | | | | |
| Equivalência Patrimonial | - | - | - | - | (953) | - |
| (-) Amortização Mais Valia de Ativos | - | - | - | - | - | - |
| | - | - | - | - | (953) | - |
| LUCRO ANTES DA TRIBUTAÇÃO | 217.772 | 115.971 | 87,8% | 400.170 | 321.841 | 24,3% |
| Contribuição Social | (18.692) | (10.787) | 73,3% | (36.050) | (28.823) | 25,1% |
| Imposto de Renda | (45.386) | (29.914) | 51,7% | (93.106) | (79.559) | 17,0% |
| LUCRO LÍQUIDO | 153.694 | 75.269 | 104,2% | 271.014 | 213.459 | 27,0% |

Nota: Consolidação Proporcional de Geração Convencional (Ceran, Baesa, Enercan, Foz Chapecó, Epasa e Jaguari Geração) e exclui os efeitos não-recorrentes no EBITDA de R\$ 122 milhões no 2T15 e R\$ 40 milhões no 2T14, e no Lucro Líquido de R\$ 80 milhões no 2T15 e R\$ 26 milhões no 2T14.

13.8) Demonstração de Resultados – CPFL Renováveis (IFRS)

(em milhares de reais)



| Consolidado - IFRS (Participação 100 %) | | | | | | |
|---|-----------------|-----------------|----------------|------------------|------------------|----------------|
| | 2T15 | 2T14 | Variação | 1S15 | 1S14 | Variação |
| RECEITA OPERACIONAL | | | | | | |
| Fornecimento de Energia Elétrica | - | - | - | - | - | - |
| Suprimento de Energia Elétrica | 314.075 | 262.627 | 19,6% | 699.397 | 570.853 | 22,5% |
| Outras Receitas Operacionais | 394 | 219 | 80,0% | 5.064 | 461 | 997,4% |
| | 314.469 | 262.846 | 19,6% | 704.460 | 571.315 | 23,3% |
| DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL | (18.849) | (17.697) | 6,5% | (44.426) | (37.258) | 19,2% |
| RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA | 295.620 | 245.150 | 20,6% | 660.035 | 534.057 | 23,6% |
| CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA | | | | | | |
| Energia Elétrica Comprada Para Revenda | (45.429) | (64.484) | -29,5% | (147.439) | (179.635) | -17,9% |
| Encargo de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição | (19.442) | (13.638) | 42,6% | (39.245) | (25.485) | 54,0% |
| | (64.872) | (78.122) | -17,0% | (186.684) | (205.120) | -9,0% |
| CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS | | | | | | |
| Pessoal | (16.695) | (16.688) | 0,0% | (33.882) | (32.491) | 4,3% |
| Material | (5.249) | (1.610) | 226,1% | (9.374) | (3.109) | 201,5% |
| Serviços de Terceiros | (36.246) | (24.297) | 49,2% | (65.319) | (43.195) | 51,2% |
| Outros Custos/Despesas Operacionais | (16.618) | (7.326) | 126,8% | (31.272) | (13.762) | 127,2% |
| Depreciação e Amortização | (89.880) | (70.877) | 26,8% | (174.777) | (138.903) | 25,8% |
| Amortização do Intangível da Concessão | (42.539) | (34.708) | 22,6% | (85.919) | (67.253) | 27,8% |
| | (207.228) | (155.506) | 33,3% | (400.542) | (298.713) | 34,1% |
| EBITDA (IFRS)⁽¹⁾ | 155.939 | 117.107 | 33,2% | 333.504 | 236.380 | 41,1% |
| RESULTADO DO SERVIÇO | 23.520 | 11.521 | 104,1% | 72.808 | 30.224 | 140,9% |
| RESULTADO FINANCEIRO | | | | | | |
| Receitas | 29.880 | 28.522 | 4,8% | 59.488 | 48.013 | 23,9% |
| Despesas | (141.934) | (107.592) | 31,9% | (278.224) | (195.289) | 42,5% |
| | (112.055) | (79.069) | 41,7% | (218.736) | (147.275) | 48,5% |
| LUCRO ANTES DA TRIBUTAÇÃO | (88.534) | (67.548) | 31,1% | (145.928) | (117.051) | 24,7% |
| Contribuição Social | (1.859) | 392 | - | (5.538) | (2.021) | 174,0% |
| Imposto de Renda | (2.689) | 1.287 | - | (6.261) | (1.122) | 458,2% |
| LUCRO LÍQUIDO (IFRS) | (93.082) | (65.869) | 41,3% | (157.727) | (120.194) | 31,2% |
| Lucro líquido atribuído aos acionistas controladores | (94.086) | (65.949) | 42,7% | (158.516) | (120.256) | 31,8% |
| Lucro líquido atribuído aos acionistas não controladores | 1.004 | 81 | 1146,0% | 789 | 62 | 1171,0% |

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.

13.9) Demonstração de Resultados – CPFL Renováveis (Gerencial)

(Pro-forma, em milhares de reais)



| Consolidado - Gerencial (Participação Proporcional) | | | | | | |
|---|------------------|-----------------|---------------|------------------|------------------|---------------|
| | 2T15 | 2T14 | Variação | 1S15 | 1S14 | Variação |
| RECEITA OPERACIONAL | | | | | | |
| Fornecimento de Energia Elétrica | - | - | - | - | - | - |
| Suprimento de Energia Elétrica | 167.401 | 154.517 | 8,3% | 372.504 | 335.878 | 10,9% |
| Outras Receitas Operacionais | 203 | 129 | 57,9% | 2.613 | 271 | 862,6% |
| | 167.605 | 154.646 | 8,4% | 375.118 | 336.150 | 11,6% |
| DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL | (9.975) | (10.412) | -4,2% | (23.465) | (21.922) | 7,0% |
| RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA | 157.630 | 144.234 | 9,3% | 351.653 | 314.228 | 11,9% |
| CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA | | | | | | |
| Energia Elétrica Comprada Para Revenda | (8.892) | (17.760) | -49,9% | (39.419) | (43.099) | -8,5% |
| Encargo de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição | (10.034) | (8.024) | 25,1% | (20.255) | (14.995) | 35,1% |
| | (18.926) | (25.784) | -26,6% | (59.674) | (58.094) | 2,7% |
| CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS | | | | | | |
| Pessoal | (8.617) | (9.818) | -12,2% | (17.487) | (19.117) | -8,5% |
| Material | (2.709) | (947) | 186,0% | (4.838) | (1.829) | 164,5% |
| Serviços de Terceiros | (18.707) | (14.295) | 30,9% | (33.712) | (25.415) | 32,6% |
| Outros Custos/Despesas Operacionais | (2.913) | (4.310) | -32,4% | (10.476) | (8.097) | 29,4% |
| Depreciação e Amortização | (46.388) | (41.699) | 11,2% | (90.204) | (81.725) | 10,4% |
| Amortização do Intangível da Concessão | (21.955) | (20.420) | 7,5% | (44.343) | (39.569) | 12,1% |
| | (101.289) | (91.490) | 10,7% | (201.060) | (175.752) | 14,4% |
| EBITDA Gerencial⁽¹⁾ | 105.758 | 89.079 | 18,7% | 225.466 | 201.676 | 11,8% |
| RESULTADO DO SERVIÇO | 37.415 | 26.960 | 38,8% | 90.919 | 80.382 | 13,1% |
| RESULTADO FINANCEIRO | | | | | | |
| Receitas | 15.421 | 16.781 | -8,1% | 30.703 | 28.250 | 8,7% |
| Despesas | (73.254) | (63.302) | 15,7% | (143.594) | (114.903) | 25,0% |
| | (57.833) | (46.520) | 24,3% | (112.892) | (86.653) | 30,3% |
| LUCRO ANTES DA TRIBUTAÇÃO | (20.417) | (19.561) | 4,4% | (21.973) | (6.271) | 250,4% |
| Contribuição Social | (959) | 231 | - | (2.858) | (1.189) | 140,3% |
| Imposto de Renda | (1.388) | 755 | - | (3.231) | (663) | 387,7% |
| LUCRO LÍQUIDO Gerencial⁽¹⁾ | (22.765) | (18.575) | 22,6% | (28.063) | (8.123) | 245,5% |

Nota: (1) Considera a participação proporcional e exclui os efeitos não-recorrentes de R\$ 25 milhões no 2T15 e R\$ 20 milhões no 2T14.

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

(Pro-forma, em milhares de reais)



| Consolidado | | | | | | |
|---|--------------------|--------------------|-----------------|--------------------|--------------------|---------------|
| | 2T15 | 2T14 | Varição | 1S15 | 1S14 | Varição |
| RECEITA OPERACIONAL | | | | | | |
| Fornecimento de Energia Elétrica | 5.660.951 | 3.485.187 | 62,43% | 10.651.420 | 7.011.896 | 51,90% |
| Suprimento de Energia Elétrica | 426.187 | 59.036 | 621,91% | 611.994 | 100.808 | 507,09% |
| Receita com construção de infraestrutura | 274.711 | 210.299 | 30,63% | 488.266 | 394.869 | 23,65% |
| Ativo e passivo financeiro setorial | 895.571 | - | - | 1.584.155 | - | - |
| Outras Receitas Operacionais | 840.222 | 553.228 | 51,88% | 1.401.839 | 1.092.856 | 28,27% |
| | 8.097.642 | 4.307.750 | 87,98% | 14.737.674 | 8.600.429 | 71,36% |
| DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL | | | | | | |
| | (3.797.716) | (1.192.305) | 218,52% | (6.042.385) | (2.393.474) | 152,45% |
| RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA | 4.299.927 | 3.115.445 | 38,02% | 8.695.289 | 6.206.955 | 40,09% |
| CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA | | | | | | |
| Energia Elétrica Comprada Para Revenda | (2.968.732) | (1.971.746) | 50,56% | (5.793.199) | (4.017.082) | 44,21% |
| Encargo de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição | (276.760) | (125.866) | 119,89% | (647.028) | (302.758) | 113,71% |
| | (3.245.492) | (2.097.612) | 54,72% | (6.440.227) | (4.319.840) | 49,08% |
| CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS | | | | | | |
| Pessoal | (166.113) | (153.308) | 8,35% | (323.934) | (295.012) | 9,80% |
| Material | (22.279) | (21.618) | 3,05% | (43.640) | (41.832) | 4,32% |
| Serviços de Terceiros | (122.301) | (116.321) | 5,14% | (247.485) | (225.739) | 9,63% |
| Outros Custos/Despesas Operacionais | (194.029) | (104.895) | 84,97% | (275.578) | (206.170) | 33,67% |
| Custos com construção de infraestrutura | (274.711) | (210.299) | 30,63% | (488.266) | (394.869) | 23,65% |
| Entidade de Previdência Privada | (16.231) | (12.019) | 35,05% | (32.462) | (24.041) | 35,03% |
| Depreciação e Amortização | (117.589) | (109.925) | 6,97% | (229.885) | (218.447) | 5,24% |
| Amortização do Intangível da Concessão | (5.260) | (5.132) | 2,50% | (10.390) | (10.228) | 1,58% |
| | (918.513) | (733.517) | 25,22% | (1.651.639) | (1.416.338) | 16,61% |
| EBITDA (IFRS)⁽¹⁾ | 258.771 | 399.374 | -35,21% | 843.698 | 699.452 | 20,62% |
| RESULTADO DO SERVIÇO | 135.922 | 284.316 | -52,19% | 603.423 | 470.777 | 28,18% |
| RESULTADO FINANCEIRO | | | | | | |
| Receitas | 251.742 | 154.858 | 62,56% | 445.077 | 315.465 | 41,09% |
| Despesas | (223.330) | (209.575) | 6,56% | (574.168) | (427.172) | 34,41% |
| Juros Sobre o Capital Próprio | - | - | - | - | - | - |
| | 28.411 | (54.717) | -151,92% | (129.091) | (111.707) | 15,56% |
| LUCRO ANTES DA TRIBUTAÇÃO | 164.333 | 229.600 | -28,43% | 474.332 | 359.070 | 32,10% |
| Contribuição Social | (12.804) | (23.656) | -45,87% | (43.619) | (37.800) | 15,39% |
| Imposto de Renda | (35.350) | (62.839) | -43,74% | (120.251) | (101.117) | 18,92% |
| Lucro Líquido (IFRS) | 116.179 | 143.105 | -18,82% | 310.461 | 220.153 | 41,02% |

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.

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

(Pro-forma, em milhares de reais)



| | Consolidado | | | 1S15 | 1S14 | Variação |
|---|------------------|------------------|----------------|-------------------|------------------|----------------|
| | 2T15 | 2T14 | Variação | | | |
| RECEITA OPERACIONAL | | | | | | |
| Fornecimento de Energia Elétrica | 5.660.951 | 3.379.916 | 67,49% | 10.651.420 | 6.910.828 | 54,13% |
| Suprimento de Energia Elétrica | 426.187 | 59.036 | 621,91% | 611.994 | 100.808 | 507,09% |
| Receita com construção de infraestrutura | 274.711 | 210.299 | 30,63% | 488.266 | 394.869 | 23,65% |
| Ativo e passivo financeiro setorial | 895.571 | - | - | 1.584.155 | - | - |
| Outras Receitas Operacionais | 840.222 | 553.228 | 51,88% | 1.401.839 | 1.092.856 | 28,27% |
| | 8.097.642 | 4.202.480 | 92,69% | 14.737.674 | 8.499.361 | 73,40% |
| DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL | (3.797.716) | (1.166.340) | 225,61% | (6.012.385) | (2.350.071) | 155,84% |
| RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA | 4.299.927 | 3.036.139 | 41,62% | 8.725.289 | 6.149.290 | 41,89% |
| CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA | | | | | | |
| Energia Elétrica Comprada Para Revenda | (2.968.732) | (1.849.265) | 60,54% | (5.793.199) | (3.704.218) | 56,39% |
| Encargo de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição | (276.760) | (119.303) | 131,98% | (647.028) | (294.623) | 119,61% |
| | (3.245.492) | (1.968.568) | 64,87% | (6.440.227) | (3.998.840) | 61,05% |
| CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS | | | | | | |
| Pessoal | (166.113) | (153.308) | 8,35% | (323.934) | (295.012) | 9,80% |
| Material | (22.279) | (21.618) | 3,05% | (43.640) | (41.832) | 4,32% |
| Serviços de Terceiros | (122.301) | (116.321) | 5,14% | (247.485) | (225.739) | 9,63% |
| Outros Custos/Despesas Operacionais | (144.217) | (104.653) | 37,80% | (225.766) | (210.949) | 7,02% |
| Custos com construção de infraestrutura | (274.711) | (210.299) | 30,63% | (488.266) | (394.869) | 23,65% |
| Entidade de Previdência Privada | (16.231) | (12.019) | 35,05% | (32.462) | (24.041) | 35,03% |
| Depreciação e Amortização | (117.589) | (109.925) | 6,97% | (229.885) | (218.447) | 5,24% |
| Amortização do Intangível da Concessão | (5.260) | (5.132) | 2,50% | (10.390) | (10.228) | 1,58% |
| | (868.701) | (733.275) | 18,47% | (1.601.827) | (1.421.117) | 12,72% |
| EBITDA Gerencial⁽¹⁾ | 308.583 | 449.353 | -31,33% | 923.510 | 958.008 | -3,60% |
| RESULTADO DO SERVIÇO | 185.734 | 334.295 | -44,44% | 683.235 | 729.333 | -6,32% |
| RESULTADO FINANCEIRO | | | | | | |
| Receitas | 251.742 | 181.858 | 38,43% | 445.077 | 353.563 | 25,88% |
| Despesas | (223.330) | (218.081) | 2,41% | (574.168) | (415.294) | 38,26% |
| Juros Sobre o Capital Próprio | - | - | - | - | - | - |
| | 28.411 | (36.223) | -178,43% | (129.091) | (61.731) | 109,12% |
| LUCRO ANTES DA TRIBUTAÇÃO | 214.145 | 298.072 | -28,16% | 554.144 | 667.602 | -16,99% |
| Contribuição Social | (17.287) | (29.818) | -42,02% | (50.802) | (65.568) | -22,52% |
| Imposto de Renda | (47.803) | (79.957) | -40,21% | (140.204) | (178.250) | -21,34% |
| Lucro Líquido Gerencial⁽²⁾ | 149.055 | 188.297 | -20,84% | 363.137 | 423.784 | -14,31% |

Notas:

- (1) O EBITDA Gerencial considera, além dos itens acima, os ativos e passivos financeiros setoriais (antigos ativos e passivos regulatórios) e exclui os efeitos não-recorrentes;
- (2) O Lucro Líquido Gerencial considera os ativos e passivos financeiros setoriais (antigos ativos e passivos regulatórios) e exclui os efeitos não-recorrentes.

13.12) Desempenho Econômico-Financeiro por Distribuidora

(em milhares de reais)

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

| CPFL PAULISTA | | | | | | |
|---|------------------|------------------|---------------|------------------|------------------|---------------|
| | 2T15 | 2T14 | Var. | 1S15 | 1S14 | Var. |
| Receita Operacional Bruta | 4.316.291 | 2.370.726 | 82,1% | 7.696.441 | 4.634.600 | 66,1% |
| Receita Operacional Líquida | 2.258.384 | 1.713.237 | 31,8% | 4.477.586 | 3.337.345 | 34,2% |
| Custo com Energia Elétrica | (1.731.430) | (1.158.112) | 49,5% | (3.355.386) | (2.378.430) | 41,1% |
| Custos e Despesas Operacionais | (485.761) | (375.787) | 29,3% | (849.513) | (710.633) | 19,5% |
| Resultado do Serviço | 41.193 | 179.339 | -77,0% | 272.687 | 248.282 | 9,8% |
| EBITDA (IFRS)⁽¹⁾ | 97.231 | 231.789 | -58,1% | 382.240 | 352.688 | 8,4% |
| EBITDA (IFRS + Ativos e Passivos Financeiros Setoriais)⁽²⁾ | 97.231 | 195.262 | -50,2% | 382.240 | 429.866 | -11,1% |
| Resultado Financeiro | 15.681 | (23.978) | | (59.360) | (51.299) | 15,7% |
| Lucro antes da Tributação | 56.874 | 155.361 | -63,4% | 213.326 | 196.984 | 8,3% |
| Lucro Líquido (IFRS) | 39.636 | 97.656 | -59,4% | 137.685 | 120.677 | 14,1% |
| Lucro Líquido (IFRS + Ativos e Passivos Financeiros Setoriais)⁽³⁾ | 39.636 | 75.833 | -47,7% | 137.685 | 173.837 | -20,8% |

| CPFL PIRATININGA | | | | | | |
|---|------------------|----------------|---------------|------------------|------------------|---------------|
| | 2T15 | 2T14 | Var. | 1S15 | 1S14 | Var. |
| Receita Operacional Bruta | 1.852.107 | 920.645 | 101,2% | 3.400.690 | 1.924.416 | 76,7% |
| Receita Operacional Líquida | 970.711 | 647.861 | 49,8% | 1.968.569 | 1.358.939 | 44,9% |
| Custo com Energia Elétrica | (752.896) | (457.299) | 64,6% | (1.487.205) | (975.946) | 52,4% |
| Custos e Despesas Operacionais | (176.327) | (149.584) | 17,9% | (322.744) | (295.680) | 9,2% |
| Resultado do Serviço | 41.489 | 40.979 | 1,2% | 158.620 | 87.314 | 81,7% |
| EBITDA (IFRS)⁽¹⁾ | 66.618 | 63.528 | 4,9% | 206.705 | 132.383 | 56,1% |
| EBITDA (IFRS + Ativos e Passivos Financeiros Setoriais)⁽²⁾ | 66.618 | 110.273 | -39,6% | 206.705 | 227.884 | -9,3% |
| Resultado Financeiro | 12.131 | (18.173) | | (27.173) | (31.754) | -14,4% |
| Lucro antes da Tributação | 53.620 | 22.806 | 135,1% | 131.447 | 55.560 | 136,6% |
| Lucro Líquido (IFRS) | 37.487 | 12.865 | 191,4% | 86.031 | 32.486 | 164,8% |
| Lucro Líquido (IFRS + Ativos e Passivos Financeiros Setoriais)⁽³⁾ | 37.487 | 50.596 | -25,9% | 86.031 | 105.197 | -18,2% |

| RGE | | | | | | |
|---|------------------|----------------|---------------|------------------|------------------|---------------|
| | 2T15 | 2T14 | Var. | 1S15 | 1S14 | Var. |
| Receita Operacional Bruta | 1.495.967 | 769.030 | 94,5% | 2.856.751 | 1.563.304 | 82,7% |
| Receita Operacional Líquida | 841.011 | 566.045 | 48,6% | 1.789.480 | 1.150.728 | 55,5% |
| Custo com Energia Elétrica | (602.617) | (395.511) | 52,4% | (1.294.074) | (776.691) | 66,6% |
| Custos e Despesas Operacionais | (202.425) | (150.937) | 34,1% | (377.164) | (304.563) | 23,8% |
| Resultado do Serviço | 35.969 | 19.598 | 83,5% | 118.242 | 69.474 | 70,2% |
| EBITDA (IFRS)⁽¹⁾ | 69.372 | 51.984 | 33,4% | 184.569 | 133.370 | 38,4% |
| EBITDA (IFRS + Ativos e Passivos Financeiros Setoriais)⁽²⁾ | 69.372 | 91.385 | -24,1% | 184.569 | 188.202 | -1,9% |
| Resultado Financeiro | (5.191) | (9.127) | -43,1% | (40.841) | (27.115) | 50,6% |
| Lucro antes da Tributação | 30.777 | 10.471 | 193,9% | 77.401 | 42.359 | 82,7% |
| Lucro Líquido (IFRS) | 23.409 | 5.724 | 309,0% | 52.757 | 25.587 | 106,2% |
| Lucro Líquido (IFRS + Ativos e Passivos Financeiros Setoriais)⁽³⁾ | 23.409 | 34.704 | -32,5% | 52.757 | 65.401 | -19,3% |

| CPFL SANTA CRUZ | | | | | | |
|---|----------------|----------------|---------------|----------------|----------------|--------------|
| | 2T15 | 2T14 | Var. | 1S15 | 1S14 | Var. |
| Receita Operacional Bruta | 198.159 | 122.305 | 62,0% | 359.889 | 233.874 | 53,9% |
| Receita Operacional Líquida | 112.314 | 92.917 | 20,9% | 219.684 | 177.373 | 23,9% |
| Custo com Energia Elétrica | (81.496) | (47.508) | 71,5% | (151.623) | (100.135) | 51,4% |
| Custos e Despesas Operacionais | (23.289) | (25.784) | -9,7% | (43.497) | (49.018) | -11,3% |
| Resultado do Serviço | 7.529 | 19.625 | -61,6% | 24.564 | 28.219 | -13,0% |
| EBITDA (IFRS)⁽¹⁾ | 11.119 | 23.080 | -51,8% | 31.684 | 35.083 | -9,7% |
| EBITDA (IFRS + Ativos e Passivos Financeiros Setoriais)⁽²⁾ | 11.119 | 18.400 | -39,6% | 31.684 | 30.719 | 3,1% |
| Resultado Financeiro | 2.896 | (2.280) | | 2.129 | (1.668) | |
| Lucro antes da Tributação | 10.425 | 17.346 | -39,9% | 26.693 | 26.551 | 0,5% |
| Lucro Líquido (IFRS) | 7.753 | 11.145 | -30,4% | 18.102 | 16.846 | 7,5% |
| Lucro Líquido (IFRS + Ativos e Passivos Financeiros Setoriais)⁽³⁾ | 7.753 | 8.321 | -6,8% | 18.102 | 14.372 | 26,0% |

Notas:

- (1) O EBITDA (IFRS) é calculado a partir da soma do lucro líquido, impostos, resultado financeiro e depreciação/amortização;
- (2) O EBITDA (IFRS + Ativos e Passivos Financeiros Setoriais) considera, além dos itens acima, os ativos e passivos financeiros setoriais (antigos ativos e passivos regulatórios);
- (3) O Lucro Líquido (IFRS + Ativos e Passivos Financeiros Setoriais) considera os ativos e passivos financeiros setoriais (antigos ativos e passivos regulatórios).

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

| CPFL LESTE PAULISTA | | | | | | |
|---|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| | 2T15 | 2T14 | Var. | 1S15 | 1S14 | Var. |
| Receita Operacional Bruta | 52.292 | 29.397 | 77,9% | 94.508 | 57.093 | 65,5% |
| Receita Operacional Líquida | 28.670 | 22.871 | 25,4% | 57.376 | 43.878 | 30,8% |
| Custo com Energia Elétrica | (17.058) | (8.327) | 104,9% | (34.123) | (19.317) | 76,6% |
| Custos e Despesas Operacionais | (9.244) | (7.480) | 23,6% | (15.308) | (15.191) | 0,8% |
| Resultado do Serviço | 2.368 | 7.064 | -66,5% | 7.945 | 9.369 | -15,2% |
| EBITDA (IFRS)⁽¹⁾ | 3.799 | 8.428 | -54,9% | 10.803 | 12.092 | -10,7% |
| EBITDA (IFRS + Ativos e Passivos Financeiros Setoriais)⁽²⁾ | 3.799 | 6.111 | -37,8% | 10.803 | 10.423 | 3,6% |
| Resultado Financeiro | 601 | (203) | | (296) | 520 | |
| Lucro antes da Tributação | 2.970 | 6.861 | -56,7% | 7.649 | 9.890 | -22,7% |
| Lucro Líquido (IFRS) | 1.830 | 4.550 | -59,8% | 4.778 | 6.422 | -25,6% |
| Lucro Líquido (IFRS + Ativos e Passivos Financeiros Setoriais)⁽³⁾ | 1.830 | 2.977 | -38,5% | 4.778 | 5.228 | -8,6% |

| CPFL SUL PAULISTA | | | | | | |
|---|---------------|---------------|---------------|----------------|---------------|---------------|
| | 2T15 | 2T14 | Var. | 1S15 | 1S14 | Var. |
| Receita Operacional Bruta | 72.523 | 38.790 | 87,0% | 130.871 | 75.624 | 73,1% |
| Receita Operacional Líquida | 37.020 | 30.103 | 23,0% | 75.162 | 57.028 | 31,8% |
| Custo com Energia Elétrica | (23.085) | (12.093) | 90,9% | (44.898) | (26.990) | 66,4% |
| Custos e Despesas Operacionais | (10.546) | (9.584) | 10,0% | (19.762) | (16.758) | 17,9% |
| Resultado do Serviço | 3.390 | 8.425 | -59,8% | 10.502 | 13.280 | -20,9% |
| EBITDA (IFRS)⁽¹⁾ | 4.838 | 9.748 | -50,4% | 13.371 | 15.927 | -16,0% |
| EBITDA (IFRS + Ativos e Passivos Financeiros Setoriais)⁽²⁾ | 4.838 | 7.265 | -33,4% | 13.371 | 13.825 | -3,3% |
| Resultado Financeiro | 1.183 | (218) | | 151 | 433 | -65,2% |
| Lucro antes da Tributação | 4.572 | 8.207 | -44,3% | 10.653 | 13.713 | -22,3% |
| Lucro Líquido (IFRS) | 2.918 | 5.485 | -46,8% | 6.826 | 9.031 | -24,4% |
| Lucro Líquido (IFRS + Ativos e Passivos Financeiros Setoriais)⁽³⁾ | 2.918 | 3.804 | -23,3% | 6.826 | 7.625 | -10,5% |

| CPFL JAGUARI | | | | | | |
|---|---------------|---------------|---------------|----------------|---------------|---------------|
| | 2T15 | 2T14 | Var. | 1S15 | 1S14 | Var. |
| Receita Operacional Bruta | 76.145 | 37.041 | 105,6% | 136.238 | 72.108 | 88,9% |
| Receita Operacional Líquida | 35.023 | 27.196 | 28,8% | 72.777 | 52.316 | 39,1% |
| Custo com Energia Elétrica | (28.462) | (15.124) | 88,2% | (56.093) | (33.509) | 67,4% |
| Custos e Despesas Operacionais | (4.735) | (8.144) | -41,9% | (12.257) | (13.477) | -9,1% |
| Resultado do Serviço | 1.825 | 3.927 | -53,5% | 4.427 | 5.331 | -17,0% |
| EBITDA (IFRS)⁽¹⁾ | 2.708 | 4.697 | -42,3% | 6.176 | 6.875 | -10,2% |
| EBITDA (IFRS + Ativos e Passivos Financeiros Setoriais)⁽²⁾ | 2.708 | 4.190 | -35,4% | 6.176 | 7.979 | -22,6% |
| Resultado Financeiro | 708 | (1.007) | | (2.618) | (1.872) | 39,8% |
| Lucro antes da Tributação | 2.534 | 2.920 | -13,2% | 1.809 | 3.458 | -47,7% |
| Lucro Líquido (IFRS) | 1.530 | 1.865 | -18,0% | 892 | 2.089 | -57,3% |
| Lucro Líquido (IFRS + Ativos e Passivos Financeiros Setoriais)⁽³⁾ | 1.530 | 1.455 | 5,1% | 892 | 2.727 | -67,3% |

| CPFL MOCOCA | | | | | | |
|---|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| | 2T15 | 2T14 | Var. | 1S15 | 1S14 | Var. |
| Receita Operacional Bruta | 38.124 | 23.095 | 65,1% | 69.622 | 45.701 | 52,3% |
| Receita Operacional Líquida | 20.422 | 18.218 | 12,1% | 41.366 | 35.116 | 17,8% |
| Custo com Energia Elétrica | (11.750) | (6.329) | 85,7% | (22.990) | (13.957) | 64,7% |
| Custos e Despesas Operacionais | (6.513) | (6.530) | -0,3% | (11.940) | (11.651) | 2,5% |
| Resultado do Serviço | 2.159 | 5.359 | -59,7% | 6.436 | 9.509 | -32,3% |
| EBITDA (IFRS)⁽¹⁾ | 3.087 | 6.120 | -49,6% | 8.149 | 11.035 | -26,1% |
| EBITDA (IFRS + Ativos e Passivos Financeiros Setoriais)⁽²⁾ | 3.087 | 4.772 | -35,3% | 8.149 | 9.808 | -16,9% |
| Resultado Financeiro | 401 | 269 | 49,2% | (1.083) | 1.047 | |
| Lucro antes da Tributação | 2.560 | 5.629 | -54,5% | 5.354 | 10.555 | -49,3% |
| Lucro Líquido (IFRS) | 1.616 | 3.816 | -57,6% | 3.390 | 7.015 | -51,7% |
| Lucro Líquido (IFRS + Ativos e Passivos Financeiros Setoriais)⁽³⁾ | 1.616 | 2.888 | -44,0% | 3.390 | 6.148 | -44,9% |

Notas:

- (1) O EBITDA (IFRS) é calculado a partir da soma do lucro líquido, impostos, resultado financeiro e depreciação/amortização;
- (2) O EBITDA (IFRS + Ativos e Passivos Financeiros Setoriais) considera, além dos itens acima, os ativos e passivos financeiros setoriais (antigos ativos e passivos regulatórios);
- (3) O Lucro Líquido (IFRS + Ativos e Passivos Financeiros Setoriais) considera os ativos e passivos financeiros setoriais (antigos ativos e passivos regulatórios).

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

| CPFL Paulista | | | | | | |
|---------------|--------------|--------------|--------------|---------------|---------------|--------------|
| | 2T15 | 2T14 | Var. | 1S15 | 1S14 | Var. |
| Residencial | 2.126 | 2.173 | -2,2% | 4.607 | 4.651 | -0,9% |
| Industrial | 2.835 | 2.963 | -4,3% | 5.566 | 5.858 | -5,0% |
| Comercial | 1.371 | 1.371 | 0,0% | 2.933 | 2.927 | 0,2% |
| Outros | 990 | 1.044 | -5,1% | 2.013 | 2.118 | -5,0% |
| Total | 7.322 | 7.550 | -3,0% | 15.119 | 15.555 | -2,8% |

| CPFL Piratininga | | | | | | |
|------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| | 2T15 | 2T14 | Var. | 1S15 | 1S14 | Var. |
| Residencial | 937 | 956 | -1,9% | 2.060 | 2.087 | -1,3% |
| Industrial | 1.911 | 2.050 | -6,8% | 3.819 | 4.061 | -6,0% |
| Comercial | 586 | 574 | 2,0% | 1.254 | 1.235 | 1,5% |
| Outros | 274 | 275 | -0,3% | 558 | 563 | -0,9% |
| Total | 3.709 | 3.856 | -3,8% | 7.690 | 7.946 | -3,2% |

| RGE | | | | | | |
|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| | 2T15 | 2T14 | Var. | 1S15 | 1S14 | Var. |
| Residencial | 594 | 587 | 1,2% | 1.257 | 1.239 | 1,5% |
| Industrial | 865 | 930 | -7,1% | 1.700 | 1.816 | -6,3% |
| Comercial | 353 | 350 | 0,8% | 753 | 750 | 0,4% |
| Outros | 670 | 660 | 1,6% | 1.369 | 1.387 | -1,3% |
| Total | 2.482 | 2.527 | -1,8% | 5.079 | 5.191 | -2,2% |

| CPFL Santa Cruz | | | | | | |
|-----------------|------------|------------|--------------|------------|------------|--------------|
| | 2T15 | 2T14 | Var. | 1S15 | 1S14 | Var. |
| Residencial | 84 | 85 | -1,1% | 180 | 180 | -0,2% |
| Industrial | 56 | 57 | -1,5% | 114 | 114 | -0,2% |
| Comercial | 39 | 40 | -2,1% | 86 | 88 | -2,6% |
| Outros | 84 | 85 | -1,1% | 173 | 191 | -9,3% |
| Total | 263 | 267 | -1,3% | 553 | 573 | -3,6% |

| CPFL Jaguari | | | | | | |
|--------------|------------|------------|--------------|------------|------------|--------------|
| | 2T15 | 2T14 | Var. | 1S15 | 1S14 | Var. |
| Residencial | 21 | 21 | -0,3% | 45 | 45 | 1,1% |
| Industrial | 93 | 100 | -6,9% | 192 | 198 | -2,8% |
| Comercial | 12 | 12 | 1,5% | 26 | 26 | 2,2% |
| Outros | 9 | 9 | -2,9% | 19 | 19 | -3,0% |
| Total | 136 | 143 | -4,9% | 282 | 287 | -1,8% |

| CPFL Mococa | | | | | | |
|--------------|-----------|-----------|--------------|------------|------------|--------------|
| | 2T15 | 2T14 | Var. | 1S15 | 1S14 | Var. |
| Residencial | 18 | 18 | 0,5% | 38 | 37 | 2,4% |
| Industrial | 15 | 17 | -9,6% | 31 | 33 | -7,5% |
| Comercial | 8 | 8 | -2,1% | 16 | 17 | -1,8% |
| Outros | 14 | 15 | -8,3% | 29 | 30 | -5,6% |
| Total | 55 | 58 | -5,1% | 114 | 117 | -3,1% |

| CPFL Leste Paulista | | | | | | |
|---------------------|-----------|-----------|--------------|------------|------------|--------------|
| | 2T15 | 2T14 | Var. | 1S15 | 1S14 | Var. |
| Residencial | 24 | 24 | -1,0% | 50 | 50 | 0,3% |
| Industrial | 19 | 17 | 14,1% | 38 | 36 | 5,4% |
| Comercial | 11 | 11 | -0,6% | 23 | 24 | -3,3% |
| Outros | 25 | 29 | -14,6% | 49 | 57 | -13,2% |
| Total | 79 | 81 | -2,7% | 161 | 167 | -3,7% |

| CPFL Sul Paulista | | | | | | |
|-------------------|------------|------------|-------------|------------|------------|-------------|
| | 2T15 | 2T14 | Var. | 1S15 | 1S14 | Var. |
| Residencial | 35 | 35 | -0,4% | 73 | 73 | 0,3% |
| Industrial | 74 | 69 | 7,2% | 157 | 143 | 9,3% |
| Comercial | 14 | 13 | 4,6% | 30 | 30 | 2,7% |
| Outros | 23 | 23 | 0,3% | 46 | 47 | -1,4% |
| Total | 145 | 140 | 3,9% | 306 | 293 | 4,6% |

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

| CPFL Paulista | | | | | | |
|---------------|--------------|--------------|--------------|---------------|---------------|--------------|
| | 2T15 | 2T14 | Var. | 1S15 | 1S14 | Var. |
| Residencial | 2.126 | 2.173 | -2,2% | 4.607 | 4.651 | -0,9% |
| Industrial | 960 | 1.018 | -5,6% | 1.940 | 2.039 | -4,8% |
| Comercial | 1.232 | 1.262 | -2,3% | 2.648 | 2.704 | -2,1% |
| Outros | 958 | 1.009 | -5,1% | 1.947 | 2.048 | -5,0% |
| Total | 5.276 | 5.462 | -3,4% | 11.142 | 11.443 | -2,6% |

| CPFL Piratininga | | | | | | |
|------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| | 2T15 | 2T14 | Var. | 1S15 | 1S14 | Var. |
| Residencial | 937 | 956 | -1,9% | 2.060 | 2.087 | -1,3% |
| Industrial | 522 | 553 | -5,6% | 1.057 | 1.112 | -4,9% |
| Comercial | 521 | 515 | 1,1% | 1.117 | 1.110 | 0,6% |
| Outros | 262 | 263 | -0,6% | 534 | 539 | -0,9% |
| Total | 2.242 | 2.287 | -2,0% | 4.768 | 4.847 | -1,6% |

| RGE | | | | | | |
|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| | 2T15 | 2T14 | Var. | 1S15 | 1S14 | Var. |
| Residencial | 594 | 587 | 1,2% | 1.257 | 1.239 | 1,5% |
| Industrial | 383 | 416 | -7,9% | 774 | 826 | -6,3% |
| Comercial | 331 | 328 | 0,7% | 708 | 707 | 0,2% |
| Outros | 670 | 660 | 1,6% | 1.369 | 1.387 | -1,3% |
| Total | 1.978 | 1.991 | -0,7% | 4.108 | 4.159 | -1,2% |

| CPFL Santa Cruz | | | | | | |
|-----------------|------------|------------|--------------|------------|------------|--------------|
| | 2T15 | 2T14 | Var. | 1S15 | 1S14 | Var. |
| Residencial | 84 | 85 | -1,1% | 180 | 180 | -0,2% |
| Industrial | 44 | 45 | -1,1% | 91 | 91 | 0,1% |
| Comercial | 39 | 40 | -2,1% | 86 | 88 | -2,6% |
| Outros | 84 | 85 | -1,1% | 173 | 191 | -9,3% |
| Total | 252 | 255 | -1,3% | 530 | 550 | -3,7% |

| CPFL Jaguarí | | | | | | |
|--------------|------------|------------|--------------|------------|------------|--------------|
| | 2T15 | 2T14 | Var. | 1S15 | 1S14 | Var. |
| Residencial | 21 | 21 | -0,3% | 45 | 45 | 1,1% |
| Industrial | 78 | 79 | -1,0% | 158 | 158 | -0,4% |
| Comercial | 12 | 12 | 1,5% | 26 | 26 | 2,2% |
| Outros | 9 | 9 | -2,9% | 19 | 19 | -3,0% |
| Total | 121 | 121 | -0,8% | 248 | 248 | -0,1% |

| CPFL Mococa | | | | | | |
|--------------|-----------|-----------|--------------|------------|------------|--------------|
| | 2T15 | 2T14 | Var. | 1S15 | 1S14 | Var. |
| Residencial | 18 | 18 | 0,5% | 38 | 37 | 2,4% |
| Industrial | 9 | 10 | -14,3% | 18 | 20 | -9,3% |
| Comercial | 8 | 8 | -2,1% | 16 | 17 | -1,8% |
| Outros | 14 | 15 | -8,3% | 29 | 30 | -5,6% |
| Total | 48 | 51 | -5,5% | 101 | 104 | -2,8% |

| CPFL Leste Paulista | | | | | | |
|---------------------|-----------|-----------|--------------|------------|------------|--------------|
| | 2T15 | 2T14 | Var. | 1S15 | 1S14 | Var. |
| Residencial | 24 | 24 | -1,0% | 50 | 50 | 0,3% |
| Industrial | 7 | 6 | 8,6% | 14 | 13 | 9,1% |
| Comercial | 11 | 11 | -0,6% | 23 | 24 | -3,3% |
| Outros | 25 | 29 | -14,6% | 49 | 57 | -13,2% |
| Total | 67 | 71 | -5,7% | 137 | 144 | -4,8% |

| CPFL Sul Paulista | | | | | | |
|-------------------|-----------|-----------|-------------|------------|------------|-------------|
| | 2T15 | 2T14 | Var. | 1S15 | 1S14 | Var. |
| Residencial | 35 | 35 | -0,4% | 73 | 73 | 0,3% |
| Industrial | 24 | 20 | 19,2% | 48 | 41 | 18,6% |
| Comercial | 14 | 13 | 4,6% | 30 | 30 | 2,7% |
| Outros | 23 | 23 | 0,3% | 46 | 47 | -1,4% |
| Total | 95 | 91 | 4,8% | 198 | 190 | 4,2% |