

São Paulo, 26 de março de 2015 – A CPFL Energia S.A. (BM&FBOVESPA: CPFE3 e NYSE: CPL), anuncia seu **resultado do 4T14**. 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 4T13, salvo indicação contrária.

CPFL ENERGIA ANUNCIA CRESCIMENTO DE 47% NO EBITDA NO 4T14

Indicadores (R\$ Milhões)	4T14	4T13	Var.	2014	2013	Var.
Vendas na Área de Concessão - GWh	15.318	14.996	2,1%	59.962	58.463	2,6%
Mercado Cativo	11.075	10.559	4,9%	43.160	41.148	4,9%
TUSD	4.243	4.437	-4,4%	16.802	17.314	-3,0%
Receita Operacional Bruta ⁽¹⁾	6.490	4.627	40,3%	21.851	18.335	19,2%
Receita Operacional Líquida ⁽¹⁾	4.934	3.467	42,3%	16.361	13.629	20,0%
EBITDA (IFRS) ⁽²⁾	1.342	912	47,2%	3.761	3.547	6,0%
EBITDA Gerencial ⁽³⁾	929	1.029	-9,7%	3.916	3.908	0,2%
Lucro líquido (IFRS)	470	323	45,5%	886	949	-6,6%
Lucro Líquido Gerencial ⁽⁴⁾	280	377	-25,6%	1.159	1.304	-11,2%
Investimentos	308	374	-17,7%	1.062	1.735	-38,8%

Notas:

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

DESTAQUES 4T14

- Crescimento de **2,1%** nas vendas na **área de concessão - residencial (+5,8%), comercial (+8,6%) e industrial (-3,5%)**
- Contabilização do saldo de **ativos financeiros setoriais**, conforme Deliberação CVM 732/14, no montante de **R\$ 831 milhões** (efeito no EBITDA)
- **Comercialização e Serviços - EBITDA de R\$ 47 milhões** no 4T14 e de **R\$ 263 milhões** em 2014
- **Investimentos de R\$ 308 milhões** no 4T14 e de **R\$ 1.062 milhões** em 2014
- Rebaixamento de **rating para AA (bra)** pela Fitch Ratings da CPFL Energia e suas subsidiárias
- Manutenção das **ações da CPFL Energia** na carteira do ISE (Índice de Sustentabilidade Empresarial, da BM&FBOVESPA), pelo **10º ano consecutivo**
- **CPFL Geração** venceu o Lote I do **Leilão de Transmissão - projeto Morro Agudo**
- **CPFL Energia** foi classificada como membro no **Anuário de Sustentabilidade 2015**, elaborado pela **RobecoSAM**, responsável pela avaliação do DJSI
- **CPFL Energia** foi reconhecida pelo **Guia Exame de Sustentabilidade 2014** entre os destaques do setor de energia, pelo **11º ano consecutivo**

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

- Sexta-feira, 27 de março 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) Capacidade Instalada de Geração.....	10
4) INFORMAÇÕES SOBRE PARTICIPAÇÕES SOCIETÁRIAS E CRITÉRIOS DE CONSOLIDAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS	10
4.1) Consolidação da CPFL Renováveis.....	12
4.2) Apresentação dos números gerenciais	13
5) DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO.....	13
5.1) Receita Operacional.....	13
5.2) Custo com Energia Elétrica.....	14
5.3) Custos e Despesas Operacionais.....	15
5.4) Ativos e Passivos Financeiros Setoriais.....	16
5.5) EBITDA.....	16
5.6) Resultado Financeiro.....	17
5.7) Lucro Líquido.....	17
6) ENDIVIDAMENTO.....	18
6.1) Dívida Financeira (Incluindo <i>Hedge</i>).....	18
6.2) Cronograma de Amortização da Dívida	20
6.3) Dívida Total (Dívida Financeira + <i>Hedge</i> + Dívida com Entidade de Previdência Privada)	21
6.4) Dívida Líquida e Alavancagem.....	23
7) INVESTIMENTOS	23
8) DESTINAÇÃO DO RESULTADO.....	25
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– 31/12/2014.....	29
12) DESEMPENHO DOS SEGMENTOS DE NEGÓCIO.....	30
12.1) Segmento de Distribuição	30
12.1.1) Desempenho Econômico-Financeiro	30
12.1.2) Reajuste Tarifário Anual.....	35
12.1.3) Reajuste Tarifário Extraordinário (RTE) de 2015.....	36
12.1.4) Desempenho Operacional do Segmento de Distribuição	36
12.2) Segmentos de Comercialização e Serviços.....	37
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 – Participação 100%	42
13) ANEXOS.....	44
13.1) Balanço Patrimonial (Ativo) – CPFL Energia	44
13.2) Balanço Patrimonial (Passivo) – CPFL Energia.....	45
13.3) Demonstração de Resultados – CPFL Energia (IFRS).....	46
13.4) Demonstração de Resultados – CPFL Energia (Gerencial)	47
13.5) Fluxo de Caixa – CPFL Energia.....	48
13.6) Demonstração de Resultados - Segmento de Geração Convencional (IFRS).....	49
13.7) Demonstração de Resultados - Segmento de Geração Convencional (Gerencial)	50
13.8) Demonstração de Resultados – CPFL Renováveis (IFRS)	51
13.9) Demonstração de Resultados – CPFL Renováveis (Gerencial).....	52
13.10) Demonstração de Resultados – Segmento de Distribuição (IFRS).....	53
13.11) Demonstração de Resultados – Segmento de Distribuição (Gerencial).....	54
13.12) Desempenho Econômico-Financeiro por Distribuidora	55
13.13) Vendas na Área de Concessão por Distribuidora (em GWh)	57
13.14) Vendas no Mercado Cativo por Distribuidora (em GWh).....	58

1) MENSAGEM DO PRESIDENTE

Em 2014, o setor elétrico passou por mais um ano de volatilidade e grandes desafios. A hidrologia fraca, dentre outros fatores, levou os reservatórios ao menor nível da história ao final do período seco, em novembro. Consequentemente, o Operador Nacional do Sistema (ONS), manteve o pleno despacho térmico e o preço de curto prazo (PLD) bateu seu recorde de alta histórica, ficando a maior parte do ano no teto de R\$ 822,83/MWh.

Além do impacto no fluxo de caixa das distribuidoras, a alta no PLD também teve um efeito nocivo na demanda de energia, já que desestimulou parte da indústria, que já sofria com o cenário macroeconômico adverso, a produzir, devido à alta no custo de energia. A combinação desses dois efeitos foi uma queda de 3,4% no consumo industrial ao longo do ano (-3,5% no 4T14) na área de concessão das oito distribuidoras do grupo CPFL Energia. Por outro lado, a baixa tensão continuou apresentando significativo crescimento no consumo, puxada pelas altas temperaturas do início do ano e resultando em incremento de 7,0% para a classe residencial (+5,8% no 4T14) e 7,9% para a classe comercial (+8,6% no 4T14), mesmo com os efeitos da crise hídrica, que causaram diminuição no ritmo de crescimento na segunda metade do ano. No consolidado, o consumo na área de concessão cresceu 2,6% em 2014 (+2,1% no 4T14).

Os resultados financeiros consolidados do Grupo no ano também foram expressivos: analisando os números gerenciais, que ajustamos pela consolidação proporcional dos ativos de geração e pelos efeitos não-recorrentes, nosso EBITDA atingiu R\$ 3.916 milhões, já considerando os efeitos da implantação do 3º ciclo de revisões tarifárias em nossas distribuidoras. Nosso lucro líquido atingiu R\$ 1.159 milhões. Já no 4T14, reportamos um EBITDA gerencial de R\$ 929 milhões e um lucro líquido de R\$ 280 milhões.

No âmbito regulatório, ocorreram vários avanços. A Audiência Pública nº 54/2014 foi concluída com a proposta da redução do preço-teto do PLD para R\$ 388,48/MWh, com a adoção da térmica Macaé como referência e também ficou definido o aumento do piso do PLD para R\$ 30,26/MWh. Além disso, os custos do Encargo de Serviços do Sistema (ESS) continuaram a ser rateados entre os consumidores de energia.

As discussões ao redor do 4º ciclo de revisão tarifária das distribuidoras progrediram com a abertura da segunda fase da Audiência Pública nº 23/2014, que tratou de itens como Custos Operacionais, Outras Receitas, Perdas, Procedimentos Gerais e outros. É importante destacar avanços por parte do regulador, como a proposta do reconhecimento de um adicional de remuneração para as Obrigações Especiais das distribuidoras entre outros.

O custo médio ponderado de capital das distribuidoras, o WACC, foi definido para o 4º Ciclo de Revisão Tarifária em 8,09% e será implementado para as concessionárias de distribuição com revisão até dezembro de 2017. Após essa data, as séries históricas serão atualizadas para as empresas com revisões a partir de janeiro de 2018, caso da RGE e CPFL Paulista, do grupo CPFL Energia.

Fato que deve ser comemorado também é a aprovação pela Comissão de Valores Mobiliários (CVM), no início de dezembro, do reconhecimento de ativos e passivos que até 2013 eram denominados “ativos e passivos regulatórios” nas demonstrações financeiras das distribuidoras de energia elétrica. A medida, um antigo pleito do setor, permitirá a contabilização das diferenças entre os custos de compra de energia e encargos estimados nas tarifas cobradas dos consumidores e os custos reais incorridos no período e que serão repassadas às tarifas na data de reajuste anual de cada distribuidora. Isso foi possível em função da aprovação pela ANEEL, em 25 de novembro de 2014, Despacho nº 4.621, de aditivo aos contratos de concessão que incluiu 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, serão objeto de indenização e, consequentemente, permitiu o registro de ativos e passivos financeiros setoriais. Com isso, contabilizamos um ganho de R\$ 831 milhões no EBITDA do 4T14.

Mas há de se destacar a necessidade ainda de mais avanços nas questões regulatórias para que sejam gerados incentivos para a retomada da capacidade de investimentos do setor elétrico.

Em termos de operação da Distribuição, é importante destacar que a CPFL Energia encerrou o ano de 2014 com a Telemedicação de todos os clientes industriais e comerciais do Grupo A (alta tensão), totalizando 24,6 mil pontos nos quais o faturamento não depende de equipes em campo para realização da leitura de consumo. O processo automatizado, aumenta a segurança dos dados dos clientes, identifica possíveis fraudes e dá condições para a companhia aproveitar melhor o tempo das equipes.

A geração convencional sofreu com os efeitos da GSF (Generation Scaling Factor), já que o pleno despacho térmico e a energia de reserva deslocam a geração hidráulica. Assim, a energia assegurada nas usinas participantes do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) não foi atingida, fazendo-se necessária a compra de energia pelos geradores hidráulicos que precisaram honrar sua energia contratada. Para mitigar a volatilidade no braço de geração da companhia e aumentar a previsibilidade dos fluxos de caixa, recontratamos a energia proveniente da Usina Hidroelétrica Serra da Mesa (Semesa) em abril de 2014 até o final do direito de exploração desta parcela de energia pela CPFL Geração em 2028.

Na geração renovável, os destaques positivos ficam por conta da conclusão da aquisição de Rosa dos Ventos (que detém autorizações outorgadas pela ANEEL para explorar os parques eólicos Canoa Quebrada e Lagoa do Mato), do início das operações comerciais dos complexos eólicos de Atlântica e Macacos I, que somaram mais 198,2 MW ao parque gerador da companhia. Considerando também a associação com a Dobrevê Energia S.A. (DESA), que agregou 277,6 MW de capacidade instalada em operação, a CPFL Renováveis conta agora com 1.773 MW de capacidade instalada.

O segmento de Comercialização apresentou expressivos resultados, fruto da estratégia adotada ao longo da maior parte do ano: dado o estresse de preços no mercado de curto prazo, trabalhamos na Comercialização com uma sobrecontratação em relação aos nossos compromissos de entrega de energia, liquidando o excesso no mercado de curto prazo.

O ano de 2015 será novamente um ano de muito trabalho dada à desaceleração econômica do Brasil, as desafiadoras condições hidrológicas e questões estruturais ainda por resolver. Mas os consistentes resultados operacionais e econômico-financeiros alcançados pela CPFL Energia nos fazem certos de que nossa estratégia sólida e cautelosa, suportada por um planejamento estratégico bem definido, uma elevada capacidade de gestão de custos e uma administração financeira sólida, tem criado valor para os acionistas e melhorado os serviços e produtos oferecidos para os nossos clientes.

Wilson Ferreira Jr.

Presidente da CPFL Energia

2) CONTEXTO MACROECONÔMICO

No último trimestre de 2014, destacamos a existência de alguns desequilíbrios advindos do cenário econômico internacional, processos que geraram uma trajetória desbalanceada entre as principais economias globais. Durante o período, ficou clara a dicotomia entre o ritmo de crescimento dos países, se destacando o dinamismo da atividade dos Estados Unidos, em contraposição aos modestos resultados apresentados pela Zona do Euro e Japão. Contudo, amparada em medidas monetárias expansionistas em diversas regiões, a expansão da economia mundial foi, aproximadamente, 3,3% ao ano em 2014, resultado superior em comparação com os anos anteriores. Ainda analisando tendências observadas no último ano, vale ressaltar que as baixas cotações das commodities foram responsáveis pela revisão e rebaixamento do crescimento das economias emergentes: demandas interna e externa enfraquecidas e efeitos econômicos díspares¹ frente à queda do preço do petróleo foram responsáveis pela piora do desempenho das economias exportadoras.

Nos Estados Unidos, o mercado de trabalho foi responsável, nos últimos meses, pelo dinamismo da economia norte-americana, com um saldo médio de criação de vagas de, aproximadamente, 262 mil no quarto trimestre. À luz dos bons resultados da esfera do trabalho, foi possível observar, no país, a expansão da demanda doméstica – que cresceu 4,3% no último trimestre de 2014, em termos anualizados – e o fortalecimento da confiança corporativa e dos consumidores. O PIB norte-americano anotou expansão de 2,6% (também em termos anualizados) no período, número inferior ao registrado no terceiro trimestre – 5% em termos anualizados. Esse movimento pode ser explicado pela redução dos investimentos – com destaque para a desaceleração dos empreendimentos da indústria extrativa, notadamente influenciada pela queda do preço do petróleo – e formação de estoques. Destaca-se, também, a confirmação do FED em relação à tendência de alta da taxa de juros em 2015; contudo, a instituição ressalta a ausência de automatismos na condução da política monetária, sinalizando que o processo será conduzido a partir dos bons resultados dos indicadores macroeconômicos.

Na Zona do Euro é possível observar uma discreta melhora dos indicadores macroeconômicos no último trimestre do ano, dados que reduzem as desconfianças sobre o desempenho da região. O PIB do bloco anotou expansão de 0,3% no quarto trimestre ante o trimestre anterior, puxado principalmente pelo desempenho da economia alemã (crescimento de 0,7% do PIB no último trimestre). A produção industrial da região se manteve praticamente estagnada ao final de 2014, com variação interanual de 0,4% em dezembro de 2014; no mesmo período, a taxa de desemprego atingiu 11,4% da população ativa – a menor leitura dos últimos seis meses. Vale destacar a implementação de um significativo programa de estímulos monetários do Banco Central Europeu até setembro de 2016 – que somará 1,2 trilhões de euros – que indica a possibilidade de maior dinamismo e recuperação econômica do bloco.

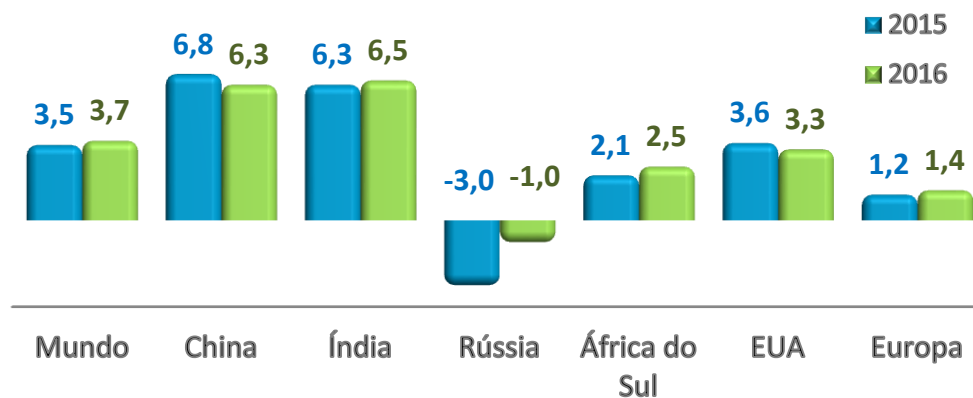
Na China, os principais indicadores – tais como PIB, vendas no varejo e a produção industrial – apresentaram desaceleração, com taxas de crescimento de, respectivamente, 7,4%, 8,3% e 12%, no acumulado do ano. À luz dos dados macroeconômicos, vale ressaltar que o rebalanceamento da atividade no país – com reforço do consumo interno e redução dos investimentos em infraestrutura – é uma das explicações do enfraquecimento dos resultados industriais e de comércio. Nesse sentido, foram reeditadas medidas de estímulo monetário, como redução dos juros e do depósito compulsório.

Para a economia mundial, espera-se uma alta do PIB de 3,5% em 2015, ante 3,3% de crescimento anotado em 2014. Para 2016, a estimativa é que se observe uma expansão de 3,7%.

¹ Os diferentes efeitos da queda do preço do petróleo dependem da posição ocupada pelo país em relação à commodity – há lucros para importadores líquidos do bem, prejuízo para as economias exportadoras.

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

Fonte: FMI



No Brasil, o cenário político é incerto, fato que prejudica o contexto econômico já em dificuldade por conta de efeitos externos como redução da demanda Chinesa ou o preço internacional das commodities ou ainda o momento desfavorável da Argentina.

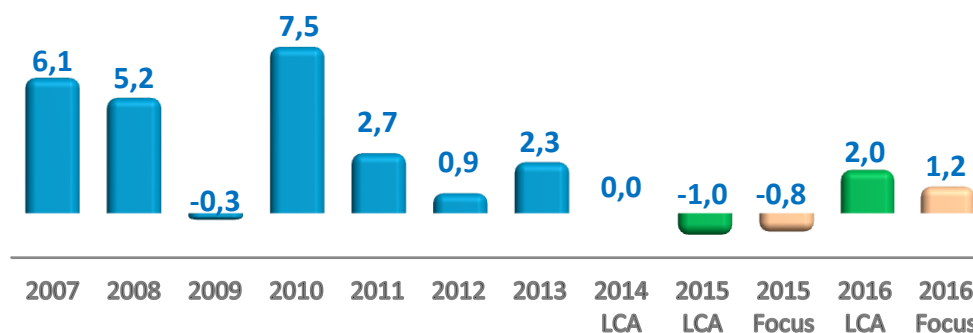
Assim, a produção industrial registrou recuo de 4,2% no 4T14, encerrando o ano de 2014 com queda de 3,3% (ambas as comparações com mesmo período de 2013, sem ajuste sazonal). Para 2015, a média do mercado² espera retração de 2,2%.

Já a massa de renda e as vendas do comércio observaram resultados positivos, ainda que estes sejam inferiores aos observados nos últimos anos. A massa de renda acumulou alta de 3,1% no 4T14 encerrando o ano com crescimento de 3,0% acima da inflação. A desaceleração no número de ocupados explica o resultado inferior ao observado em anos anteriores. As desacelerações da massa de renda e do crédito livre à pessoa física tiveram efeito nas vendas do comércio que registraram, no 4T14, crescimento de 1,2% encerrando 2014 com crescimento de 2,2% (após crescimento de 4,3% em 2013)³.

Diante desse cenário, estima-se que o PIB brasileiro se reduza em 0,83%² em 2015, fruto da piora dos indicadores de confiança, dos estoques elevados na indústria, do aperto nas condições de crédito, da acomodação da massa de renda e das incertezas quanto à política monetária. Entretanto, a melhora do cenário externo, favorecido por novo impulso no comércio internacional, pode mitigar parcialmente esses efeitos. Para 2016, as projeções de PIB apontam crescimento de 1,2%².

Evolução do PIB Brasil | % anual

Fonte: IBGE. Projeções: LCA e Focus



² Boletim FOCUS de 20/03/2015.

³ Todas as análises são em relação ao mesmo período do ano anterior, sem ajuste sazonal.

3) VENDAS DE ENERGIA

3.1) Vendas na Área de Concessão das Distribuidoras

No 4T14, as vendas na área de concessão, realizadas por meio do segmento de distribuição, totalizaram 15.318 GWh, um aumento de 2,1%.

Vendas na Área de Concessão - GWh						
	4T14	4T13	Var.	2014	2013	Var.
Mercado Cativo	11.075	10.559	4,9%	43.160	41.148	4,9%
TUSD	4.243	4.437	-4,4%	16.802	17.314	-3,0%
Total	15.318	14.996	2,1%	59.962	58.463	2,6%

No 4T14, as vendas para o mercado cativo totalizaram 11.075 GWh, um aumento de 4,9%. O consumo dos clientes livres na área de atuação das distribuidoras do grupo, atingiu 4.243 GWh no 4T14, uma redução de 4,4%, reflexo da desaceleração da atividade econômica que impactou o consumo dos grandes clientes industriais. Sobre essa quantidade de energia é cobrada Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD).

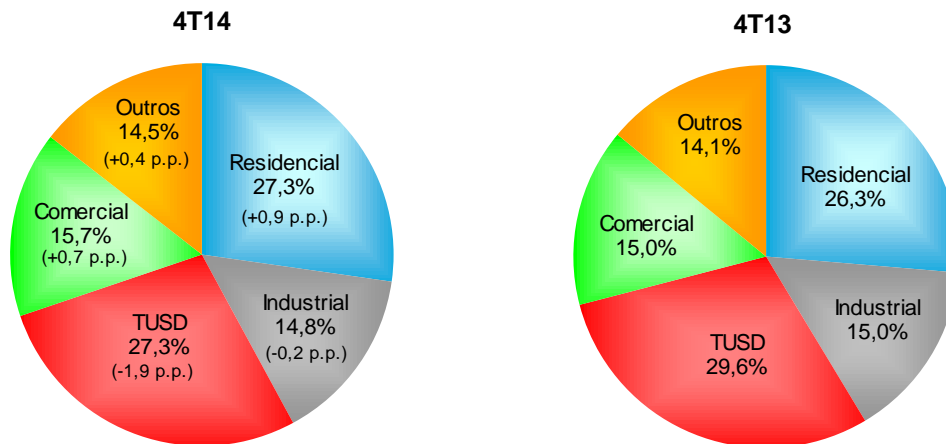
Vendas na Área de Concessão - GWh							
	4T14	4T13	Var.	2014	2013	Var.	Part.
Residencial	4.176	3.949	5,8%	16.501	15.426	7,0%	27,3%
Industrial	6.244	6.468	-3,5%	24.565	25.419	-3,4%	40,8%
Comercial	2.635	2.426	8,6%	10.043	9.305	7,9%	17,2%
Outros	2.262	2.153	5,1%	8.853	8.312	6,5%	14,8%
Total	15.318	14.996	2,1%	59.962	58.463	2,6%	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 4T14, na área de concessão:

- **Classe residencial e comercial (27,3% e 17,2% das vendas totais, respectivamente):** aumento de 5,8% e de 8,6%, respectivamente. Essas classes continuam sendo favorecidas pelos efeitos acumulados da elevação do emprego e da renda, do aumento do poder de compra do consumidor e da ampliação do crédito ao consumo, fatores que favorecem o aumento do estoque de eletrodomésticos nas residências e o dinamismo nas vendas do comércio. No 2S14, entretanto, alguns municípios da área de concessão passaram a registrar desaceleração do consumo residencial em função das restrições de abastecimento de água no estado de São Paulo.
- **Classe industrial (40,8% das vendas totais):** queda de 3,5%, refletindo o baixo desempenho da produção industrial nos últimos meses que reflete o menor volume de exportações, expectativas desfavoráveis dos empresários, fruto de elevados estoques e cenário nacional adverso, além de deficiências de infraestrutura. Esse resultado foi influenciado principalmente pela CPFL Piratininga, que registrou a maior queda entre as distribuidoras do grupo (-6,6% ou 141 GWh), especialmente devido ao fraco desempenho do setor de metalurgia.

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



Nota: Entre parênteses, a variação em pontos percentuais do 4T13 para o 4T14.

3.1.2) Vendas no Mercado Cativo

Vendas no Mercado Cativo - GWh						
	4T14	4T13	Var.	2014	2013	Var.
Residencial	4.176	3.949	5,8%	16.501	15.426	7,0%
Industrial	2.273	2.255	0,8%	8.757	8.939	-2,0%
Comercial	2.409	2.248	7,2%	9.231	8.646	6,8%
Outros	2.217	2.107	5,2%	8.672	8.137	6,6%
Total	11.075	10.559	4,9%	43.160	41.148	4,9%

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 favorecidas pelo bom desempenho das classes residencial (5,8%) e comercial (7,2%), embora a classe industrial tenha registrado crescimento de apenas 0,8%, refletindo a migração de clientes para o mercado livre e o fraco desempenho da produção industrial, como explicado anteriormente.

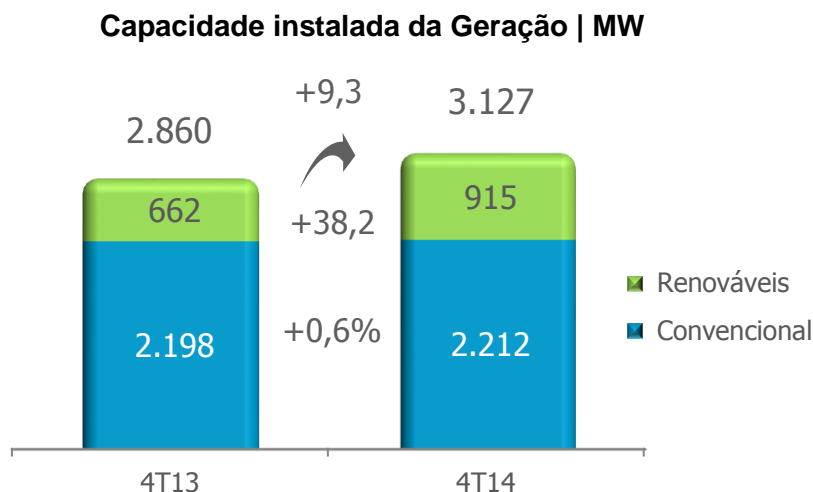
3.1.3) TUSD

TUSD - GWh						
	4T14	4T13	Var.	2014	2013	Var.
Industrial	3.972	4.213	-5,7%	15.809	16.480	-4,1%
Comercial	226	178	26,8%	813	659	23,3%
Outros	45	46	-2,5%	181	175	3,3%
Total	4.243	4.437	-4,4%	16.802	17.314	-3,0%

TUSD por Distribuidora - GWh						
	4T14	4T13	Var.	2014	2013	Var.
CPFL Paulista	2.118	2.169	-2,3%	8.261	8.405	-1,7%
CPFL Piratininga	1.479	1.612	-8,2%	6.045	6.432	-6,0%
RGE	537	544	-1,2%	2.088	2.097	-0,4%
CPFL Santa Cruz	11	11	-0,9%	45	46	-0,9%
CPFL Jaguari	16	27	-42,2%	71	100	-29,2%
CPFL Mococa	7	7	-6,6%	27	27	-0,1%
CPFL Leste Paulista	12	14	-11,7%	47	55	-14,9%
CPFL Sul Paulista	61	52	17,2%	219	152	43,5%
Total	4.243	4.437	-4,4%	16.802	17.314	-3,0%

3.2) Capacidade Instalada de Geração

No 4T14, a capacidade instalada de Geração do grupo CPFL Energia, considerando sua participação em cada um dos projetos, alcançava 3.127 MW de capacidade instalada, uma expansão de 9,3% em relação ao 4T13. Esse aumento deve-se principalmente à adição dos parques eólicos Rosa dos Ventos (1T14) e Atlântica (1T14). 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%, na data base de 31/12/2014.

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 31 de dezembro de 2014 e de 2013, 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 S. Paulo	234	4.128	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 S. Paulo	27	1.620	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	1.415	30 anos	Novembro de 2027
Companhia Luz e Força Santa Cruz ("CPFL Santa Cruz")	Sociedade por ações de capital fechado	Direta 100%	Interior de São Paulo e Paraná	27	202	16 anos	Julho de 2015
Companhia Leste Paulista de Energia ("CPFL Leste Paulista")	Sociedade por ações de capital fechado	Direta 100%	Interior de S. Paulo	7	56	16 anos	Julho de 2015
Companhia Jaguarí de Energia ("CPFL Jaguarí")	Sociedade por ações de capital fechado	Direta 100%	Interior de S. Paulo	2	38	16 anos	Julho de 2015
Companhia Sul Paulista de Energia ("CPFL Sul Paulista")	Sociedade por ações de capital fechado	Direta 100%	Interior de S. Paulo	5	81	16 anos	Julho de 2015
Companhia Luz e Força de Mococa ("CPFL Mococa")	Sociedade por ações de capital fechado	Direta 100%	Interior de São 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	Capacidade instalada	
					Total	Participação CPFL
CPFL Geração de Energia S.A. ("CPFL Geração")	Sociedade por ações de capital aberto	Direta 100%	São Paulo e Goiás	1 Hidrelétrica, 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 57,13%	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	9 PCHs	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 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.	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%

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 Jaguari de Geração de Energia Ltda. ("Jaguari 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 31 de dezembro de 2014, 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)						
	4T14	4T13	Var.	2014	2013	Var.
Receita Operacional Bruta¹	6.490.227	4.627.079	40,3%	21.851.382	18.334.968	19,2%
Receita Operacional Líquida¹	4.934.031	3.466.666	42,3%	16.360.945	13.629.457	20,0%
Custo com Energia Elétrica	(2.989.625)	(2.194.324)	36,2%	(10.643.131)	(8.196.687)	29,8%
Custos e Despesas Operacionais	(1.182.153)	(924.341)	27,9%	(4.122.739)	(4.067.393)	1,4%
Resultado do Serviço	1.071.197	599.307	78,7%	2.540.073	2.369.775	7,2%
EBITDA²	1.342.397	911.888	47,2%	3.760.903	3.547.113	6,0%
Resultado Financeiro	(267.525)	(171.098)	56,4%	(1.089.454)	(971.443)	12,1%
Lucro Antes da Tributação	765.344	474.341	61,3%	1.510.304	1.519.200	-0,6%
Lucro Líquido	469.616	322.856	45,5%	886.444	949.036	-6,6%

DRE Consolidado - CPFL ENERGIA (Gerencial - R\$ Mil)						
	4T14	4T13	Var.	2014	2013	Var.
Receita Operacional Bruta¹	5.926.465	4.602.276	28,8%	21.071.502	18.413.886	14,4%
Receita Operacional Líquida¹	4.414.348	3.435.681	28,5%	15.686.872	13.681.479	14,7%
Custo com Energia Elétrica	(2.766.961)	(1.893.668)	46,1%	(9.199.813)	(7.808.547)	17,8%
Custos e Despesas Operacionais	(1.303.134)	(1.031.377)	26,3%	(4.595.916)	(4.006.427)	14,7%
Resultado do Serviço	653.196	761.942	-14,3%	2.836.141	2.870.903	-1,2%
EBITDA³	929.147	1.028.783	-9,7%	3.916.033	3.907.681	0,2%
Resultado Financeiro	(228.714)	(199.404)	14,7%	(985.979)	(823.547)	19,7%
Lucro Antes da Tributação	424.481	562.538	-24,5%	1.849.210	2.047.356	-9,7%
Lucro Líquido⁴	280.339	376.681	-25,6%	1.158.696	1.304.273	-11,2%

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 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 regulatórios e exclui os efeitos não-recorrentes.

5.1) Receita Operacional

Desconsiderando a receita de construção da infraestrutura da concessão, a receita operacional bruta (IFRS) no 4T14 atingiu R\$ 6.490 milhões, representando um aumento de 40,3% (R\$ 1.863 milhões). A receita operacional bruta gerencial foi de R\$ 5.926 milhões, um aumento de 28,8% (R\$ 1.324 milhões).

A receita operacional líquida (IFRS excluindo a receita de construção) atingiu R\$ 4.934 milhões no 4T14, representando um aumento de 42,3% (R\$ 1.467 milhões). A receita operacional líquida gerencial, desconsiderando a receita de construção, somou R\$ 4.414 milhões, um aumento de 28,5% (R\$ 979 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\$ 721 milhões (para maiores detalhes, vide item 12.1.1);
- Aumento de receita do segmento de Comercialização e Serviços, no valor de R\$ 229 milhões;
- Aumento de receita no segmento de Geração Convencional, no valor de R\$ 57 milhões;

Parcialmente compensados por:

- Redução de receita na CPFL Renováveis, no valor de R\$ 26 milhões.

5.2) Custo com Energia Elétrica

O custo com energia elétrica (IFRS), composto pela compra de energia para revenda e pelos encargos de uso dos sistemas de transmissão e distribuição, totalizou R\$ 2.990 milhões no 4T14, representando um aumento de 36,2% (R\$ 795 milhões). O custo com energia elétrica gerencial foi de R\$ 2.767 milhões no 4T14, um aumento de 46,1% (R\$ 873 milhões). Os fatores que explicam essa variação seguem abaixo:

- O custo da energia comprada para revenda (IFRS) no 4T14 atingiu R\$ 2.920 milhões, um aumento de 48,9% (R\$ 959 milhões). Na visão gerencial, o custo com energia comprada para revenda no 4T14 foi de R\$ 2.689 milhões, o que representa um aumento de 61,1% (R\$ 1.020 milhões), devido aos seguintes efeitos:
 - (i) Aumento no custo com energia adquirida no ambiente regulado e contratos bilaterais (R\$ 767 milhões), devido ao aumento de 45,6% no preço médio de compra (R\$ 213,80/MWh no 4T14 vs R\$ 146,80/MWh no 4T13) e de 6,3% (602 GWh) na quantidade de energia comprada;
 - (ii) Aumento no custo com a compra de energia de curto prazo (R\$ 345 milhões) devido ao aumento de 81,9% na quantidade de energia comprada (460 GWh) e de 75,5% no preço médio de compra (R\$ 491,29/MWh no 4T14 vs R\$ 279,91/MWh no 4T13).

Parcialmente compensados por:

- (iii) Aumento dos créditos de Pis e Cofins, gerados a partir da compra de energia (R\$ 86 milhões);
 - (iv) Outros efeitos (R\$ 6 milhões).
- Os encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição (IFRS) foram de R\$ 71 milhões no 4T14, uma redução de 69,7% (R\$ 163 milhões) em relação a 4T13. Na visão gerencial atingiram R\$ 78 milhões no 4T14, redução de 65,3% (R\$ 147 milhões), devido aos seguintes fatores:
 - (i) Redução nos encargos de serviço de sistema – ESS (R\$ 235 milhões), passando de um custo de R\$ 60 milhões no 4T13 para uma receita de R\$ 175 milhões no 4T14, devido ao recebimento de R\$ 227 milhões provenientes da CONER. Desconsiderando esse efeito, o ESS no 4T14 seria um custo de R\$ 52 milhões;

Parcialmente compensados por:

- (ii) Aumento de 44,3% nos encargos da rede básica (R\$ 69 milhões), principalmente na CPFL Paulista (R\$ 35 milhões), CPFL Piratininga (R\$ 15 milhões) e RGE (R\$ 13 milhões) devido ao reajuste de 8,1% dos contratos entre distribuidoras e transmissoras em julho/14;

- (iii) Redução de 74,0% nos créditos de Pis e Cofins, gerados a partir dos encargos (R\$ 17 milhões);
- (iv) Outros efeitos (R\$ 2 milhões).

5.3) Custos e Despesas Operacionais

Os custos e despesas operacionais (IFRS + Custo de construção) atingiram R\$ 1.182 milhões no 4T14, registrando um aumento de 27,9% (R\$ 258 milhões). Os custos e despesas operacionais, na visão gerencial, somaram R\$ 1.303 milhões no 4T14 (R\$ 272 milhões), um aumento de 26,3%, decorrente dos seguintes fatores:

- PMSO gerencial, item que atingiu R\$ 709 milhões no 4T14, comparado a R\$ 503 milhões no 4T13, registrando um aumento de 41,0% (R\$ 206 milhões);
- Aumento de 21,8% (R\$ 55 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\$ 306 milhões no 4T14, tem sua contrapartida na “receita operacional”;
- Aumento de 3,4% em Depreciação e Amortização (R\$ 9 milhões), devido basicamente ao aumento de R\$ 11 milhões decorrente do efeito das empresas que entraram em operação na CPFL Renováveis;
- Aumento de 16,9% nas despesas com Entidade de Previdência Privada (R\$ 2 milhões);

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

AJUSTES GERENCIAIS NO PMSO, PARA FINS DE COMPARAÇÃO (em milhões de Reais)				
	4T14	4T13	Variação	
			R\$ MM	%
PMSO reportado (IFRS)				
Pessoal	(226,9)	(175,0)	(51,9)	29,7%
Material	(29,7)	(26,9)	(2,8)	10,6%
Serviços de Terceiros	(153,4)	(128,5)	(24,9)	19,4%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(144,6)	(66,2)	(78,4)	118,3%
Total PMSO reportado (IFRS) - (A)	(554,7)	(396,6)	(158,1)	39,9%
Consolidação Proporcional + Ativos e Passivos Regulatórios				
Pessoal	5,5	3,2		
Material	(170,7)	(86,2)		
Serviços de Terceiros	11,9	1,3		
Outros Custos/Despesas Operacionais	(1,1)	0,9		
Total Consolidação Proporcional + Ativos e Passivos Regulatórios - (B)	(154,3)	(80,9)	(73,4)	90,7%
Efeitos não-recorrentes				
Alienação de ativos das distribuidoras		25,4	(25,4)	-
(=) Total efeitos não-recorrentes (C)	-	25,4	(25,4)	-
PMSO gerencial				
Pessoal	(221,4)	(171,8)	(49,6)	28,8%
Material	(200,4)	(113,1)	(87,3)	77,2%
Serviços de Terceiros	(141,5)	(127,2)	(14,3)	11,2%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(145,7)	(90,8)	(54,9)	60,4%
Total PMSO gerencial - (D) = (A) + (B) + (C)	(708,9)	(502,9)	(206,0)	41,0%

Esta variação é explicada principalmente pelos seguintes fatores:

- (i) Gastos com Pessoal, que registraram aumento de 28,8% (R\$ 50 milhões), devido principalmente a: i.a) os efeitos do acordo coletivo (R\$ 10 milhões); i.b) o aumento no segmento de Serviços devido à expansão da CPFL Serviços, CPFL Atende, CPFL Total e Nect (R\$ 9 milhões); i.c) a redução na capitalização de custos de pessoal em investimento a partir de janeiro de 2014, seguindo nova metodologia estabelecida pela ANEEL (R\$ 13 milhões); e i.d) o ajuste de provisão de PLR (R\$ 15 milhões);
- (ii) Aumento de 77,2% em Material (R\$ 87 milhões), devido principalmente a: ii.a) a aquisição de óleo combustível para as usinas térmicas da EPASA (UTE Termonordeste e UTE Termoparaíba), item esse que variou R\$ 74 milhões no segmento de Geração Convencional; e ii.b) a reposição de linhas e redes e manutenção da frota de veículos no segmento de Distribuição (R\$ 6 milhões) e outros (R\$ 7 milhões);
- (iii) Aumento de 11,2% em Serviços de Terceiros (R\$ 14 milhões), devido principalmente ao aumento no segmento de Distribuição (R\$ 13 milhões) relacionado aos serviços de call center, leitura de medidores, poda de árvores, reaviso, corte, manutenção de hardware e software entre outros; e
- (iv) Outros custos/despesas operacionais, que registraram aumento de 60,4% (R\$ 55 milhões), principalmente pela iv.a) reclassificação de multas que antes estavam contabilizadas na rubrica de Despesas Financeiras (R\$ 26 milhões), iv.b) aumento na PDD (Provisão para Devedores Duvidosos) (R\$ 17 milhões); iv.c) aumento em despesas legais e judiciais (R\$ 8 milhões) e iv.d) outros (R\$ 5 milhões).

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.

5.4) 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 agora passam a ser denominados “ativos e passivos financeiros setoriais”.

No 4T14, foi contabilizado o saldo de ativos e passivos regulatórios acumulado até 31 de dezembro de 2014, no montante de R\$ 831 milhões (líquidos de PIS e Cofins).

5.5) EBITDA

O **EBITDA IFRS** do 4T14 totalizou R\$ 1.342 milhões, registrando um aumento de 47,2% (R\$ 431 milhões). O **EBITDA gerencial** no 4T14 registrou R\$ 929 milhões, comparado a R\$ 1.029 milhões no 4T13, uma redução de 9,7%.

5.6) Resultado Financeiro

No 4T14, a despesa financeira líquida (IFRS) foi de R\$ 268 milhões, um aumento de 56,4% (R\$ 96 milhões) em comparação à despesa financeira líquida de R\$ 171 milhões registrados no 4T13. A despesa financeira líquida gerencial foi de R\$ 229 milhões, um aumento de 14,7% em relação ao mesmo período de 2013 (R\$ 29 milhões).

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

- Receitas Financeiras: redução de R\$ 36 milhões, passando de R\$ 273 milhões no 4T13 para R\$ 237 milhões no 4T14, devido principalmente aos seguintes fatores:
 - (i) Redução na atualização de depósitos judiciais (R\$ 74 milhões);
 - (ii) Redução da renda de aplicações financeiras e das atualizações monetárias e cambiais (R\$ 24 milhões); apesar do aumento do CDI, de 9,4% no 4T13 para 11,3% no 4T14, o saldo médio de caixa no 4T14 foi inferior ao observado no 4T13;
 - (iii) Reclassificação de multas do resultado financeiro para o operacional (R\$ 6 milhões);Parcialmente compensados por:
 - (iv) Atualização monetária do ativo financeiro da concessão nas empresas do segmento de Distribuição (R\$ 55 milhões) – no 4T13, esse item foi contabilizado na despesa financeira (R\$ 46 milhões);
 - (v) Redução no volume de aquisição de créditos de ICMS (R\$ 7 milhões); e
 - (vi) Outros (R\$ 5 milhões).
- Despesas Financeiras: redução de 1,4% (R\$ 6 milhões), passando de R\$ 473 milhões no 4T13 para R\$ 466 milhões no 4T14, devido principalmente aos seguintes fatores:
 - (i) Efeito da marcação ao mercado das operações realizadas com base na Lei 4.131 (efeito não caixa) (R\$ 80 milhões);
 - (ii) Variação dos ativos e passivos regulatórios (R\$ 13 milhões)
 - (iii) Redução em outras despesas (R\$ 7 milhões); devido principalmente a reclassificação de multas, no valor de R\$ 26 milhões para Despesas Operacionais, que antes eram contabilizadas em Despesas Financeiras;
 - (iv) Redução nas despesas financeiras de UBP (R\$ 3 milhões), devido à redução do IGPM, indexador utilizado para atualização desta rubrica.Parcialmente compensados por:
 - (v) Contabilização, no 4T13, da atualização monetária do ativo financeiro da concessão nas empresas do segmento de Distribuição (R\$ 46 milhões) – no 4T14, esse item foi contabilizado na receita financeira;
 - (vi) Aumento dos encargos de dívida e atualizações monetárias e cambiais (R\$ 19 milhões), devido ao aumento do CDI, de 9,4% no 4T13 para 11,3% no 4T14;
 - (vii) Maior variação cambial das faturas de Itaipu (R\$ 17 milhões);
 - (viii) Redução de R\$ 14 milhões na receita com juros capitalizados, devido a entrada em operação comercial dos projetos da CPFL Renováveis;

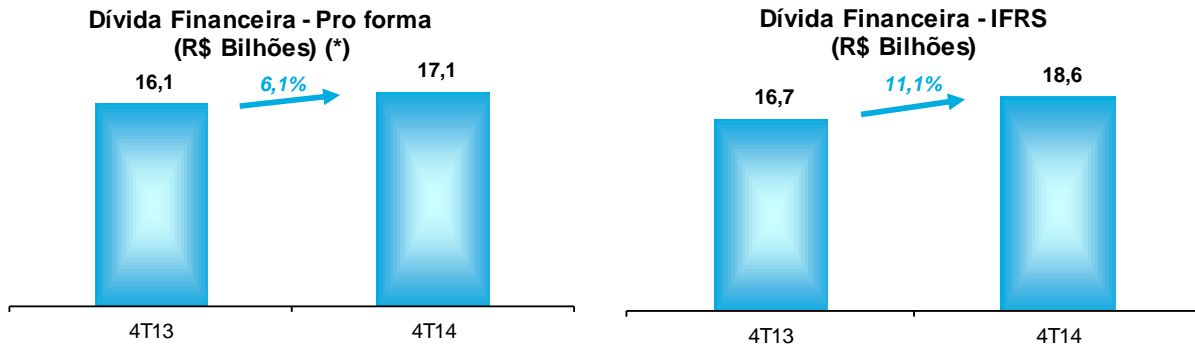
5.7) Lucro Líquido

No 4T14, o **lucro líquido (IFRS)** foi de R\$ 470 milhões, um aumento de 45,5% em relação ao 4T13. Já o **lucro líquido gerencial** totalizou R\$ 280 milhões, uma redução de 25,6% em relação

a 4T13.

6) ENDIVIDAMENTO

6.1) Dívida Financeira (Incluindo Hedge)



Nota: (*) Considerando consolidação proporcional da CPFL Renováveis, Ceran, Baesa, Enercan, Foz do Chapecó e Epasa.

A Dívida Financeira Pro-forma (incluindo *hedge*) da CPFL Energia atingiu R\$ 17.126 milhões no 4T14, aumento de R\$ 986 milhões, ou 6,1%, em relação ao 4T13. Este aumento no endividamento é reflexo, principalmente:

- Do aumento do endividamento em função de captações líquidas de amortizações no montante de R\$ 645 milhões na CPFL Energia (*Holding*) e demais empresas do Grupo;
- Saldo de dívida R\$ 350 milhões menor em 4T14, referente à alteração na participação da CPFL Renováveis (de 58,84% para 51,61%);
- Do aumento de outros encargos, captações e atualizações monetárias e cambiais (líquidas de *hedge*) no período, no montante de R\$ 692 milhões.

As principais captações e amortizações que contribuíram para a variação do saldo da dívida financeira descrita acima foram:

- **Segmento de Distribuição:** captações líquidas de amortizações (BNDES e outras instituições financeiras) totalizando R\$ 636 milhões:
 - + Captações de financiamentos junto ao BNDES pela CPFL Paulista (R\$ 27 milhões), CPFL Piratininga (R\$ 12 milhões), RGE (R\$ 8 milhões), CPFL Santa Cruz (R\$ 22 milhões) e CPFL Jaguariúna (R\$ 22 milhões);
 - + Captações de financiamentos junto a instituições financeiras pela CPFL Paulista (R\$ 516 milhões), CPFL Piratininga (R\$ 379 milhões), RGE (R\$ 66 milhões), CPFL Santa Cruz (R\$ 8 milhões) e CPFL Jaguariúna (R\$ 77 milhões);
 - Amortizações de financiamentos junto ao BNDES pela CPFL Paulista (R\$ 167 milhões), CPFL Piratininga (R\$ 68 milhões), RGE (R\$ 93 milhões), CPFL Santa Cruz (R\$ 2 milhões), CPFL Jaguariúna (R\$ 5 milhões);
 - Amortizações de financiamentos junto a instituições financeiras pela CPFL Paulista (R\$ 130 milhões), CPFL Piratininga (R\$ 14 milhões), RGE (R\$ 51 milhões), CPFL Santa Cruz (R\$ 4 milhões), CPFL Jaguariúna (R\$ 69 milhões);

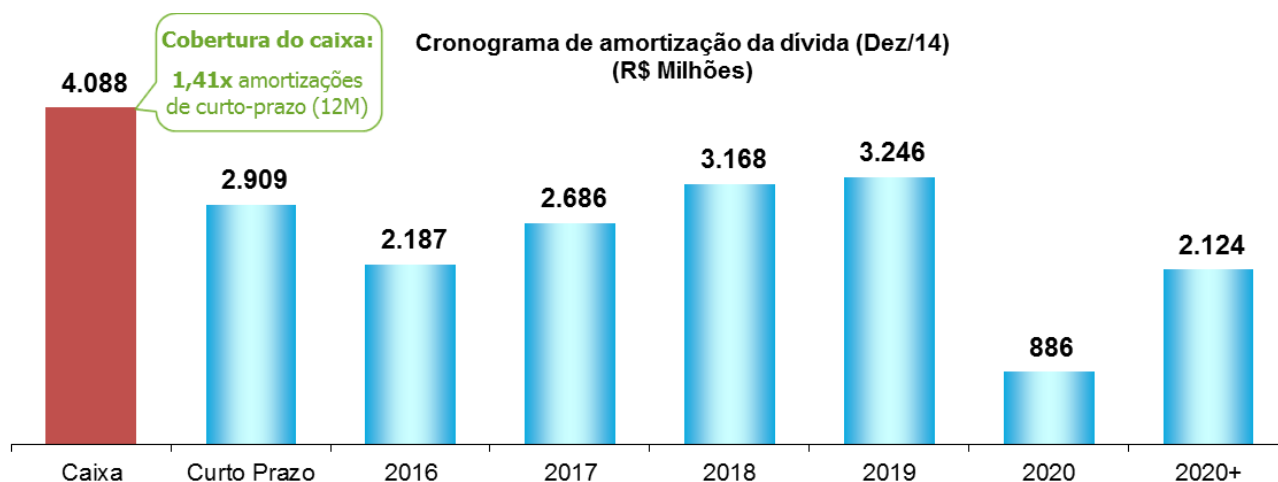
- Segmento Comercialização e Serviços: captações líquidas de amortizações totalizando R\$ 17 milhões:
 - + Captações de financiamentos junto ao BNDES pela CPFL Serviços (R\$ 15 milhões);
 - + Captações de financiamentos junto a instituições financeiras pela CPFL Serviços (R\$ 9 milhões);
 - Amortizações de financiamentos junto ao BNDES pela CPFL Serviços (R\$ 5 milhões);
 - Amortizações de financiamentos junto a instituições financeiras pela CPFL Serviços (R\$ 2 milhões).
- Segmento Geração Convencional: amortizações líquidas de captações totalizando R\$ 81 milhões:
 - + Captações de financiamentos junto a instituições financeiras pela CPFL Geração (R\$ 233 milhões);
 - + Emissão de debêntures pela CPFL Geração (7ª Emissão de R\$ 635 milhões e 8ª Emissão de R\$ 70 milhões);
 - Amortizações de financiamentos junto ao BNDES pela Epasa (R\$ 5 milhões), Baesa (R\$ 19 milhões), Ceran (R\$ 36 milhões), Enercan (R\$ 36 milhões) e Foz do Chapecó (R\$ 66 milhões);
 - Amortizações de financiamentos junto a instituições financeiras pela CPFL Geração (R\$ 152 milhões) e Epasa (R\$ 6 milhões);
 - Amortizações de principal das debêntures pela CPFL Geração (4ª Emissão de R\$ 680 milhões), Epasa (R\$ 9 milhões), Baesa (R\$ 6 milhões) e Enercan (R\$ 4 milhões).
- CPFL Renováveis: amortizações líquidas de captações (BNDES e outras instituições financeiras) totalizando R\$ 19 milhões:
 - + Captações de financiamentos junto ao BNDES (R\$ 196 milhões);
 - + Captações de financiamentos junto a instituições financeiras (R\$ 77 milhões);
 - + Emissão de debêntures (2ª Emissão de R\$ 155 milhões e WF2 de R\$ 88 milhões);
 - Amortizações de financiamentos junto ao BNDES (R\$ 251 milhões);
 - Amortizações de financiamentos junto a instituições financeiras (R\$ 283 milhões).
- Outros Segmentos: captações líquidas totalizando R\$ 92 milhões:
 - + Captações de financiamentos junto ao BNDES pela CPFL Transmissão Piracicaba (R\$ 13 milhões);
 - + Captações de financiamentos junto a instituições financeiras (R\$ 82 milhões);
 - Amortizações de financiamentos junto a instituições financeiras pela CPFL Telecom (R\$ 3 milhões).

Dívida Financeira - 4T14 - 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)	-	-	-	-	-	-	-	-	1.290.000	-	1.290.000	-	1.290.000
Distribuição	249.036	1.015.880	199.032	461.866	4.842	13.975	116.336	3.077.846	260.000	2.245.000	829.245	6.814.568	7.643.813
Comercialização e Serviços	3.590	28.701	1.802	4.514	1.217	2.610	-	10.002	-	228.000	6.609	273.827	280.436
Geração Convencional	169.326	1.262.094	-	617.520	10.886	87.088	-	265.620	291.961	2.312.424	472.173	4.544.746	5.016.919
CPFL Renováveis	139.280	1.454.521	-	-	36.658	385.035	-	-	118.105	740.253	294.043	2.579.809	2.873.852
Outros	1.107	51.576	6.965	31.496	-	-	9.175	-	-	-	17.248	83.072	100.320
Endividamento (Principal)	562.339	3.812.771	207.799	1.115.397	53.603	488.709	125.511	3.353.468	1.960.066	5.525.677	2.909.319	14.296.021	17.205.340
Encargos											549.386	(33.882)	515.504
Hedge											(23.222)	(571.600)	(594.822)
Dívida Financeira Incluindo Hedge											3.435.483	13.690.539	17.126.023
Participação sobre o total (%)											20,1%	79,9%	100,0%

Do total do endividamento de R\$ 17.126 milhões no 4T14, R\$ 13.691 milhões (79,9%) são considerados de longo prazo e R\$ 3.435 milhões (20,1%) são considerados de curto prazo. No 4T13, do total de R\$ 16.140 milhões, R\$ 14.453 milhões (89,5%) eram considerados de longo prazo e R\$ 1.688 milhões (10,5%) eram considerados de curto prazo.

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, começou a trabalhar no *prefunding* de 2016. Consequentemente, a Companhia aproveitou uma janela de crédito no início de 2015 e captou mais de R\$2,2 bilhões em recursos para reforçar sua posição de liquidez e atravessar um ano mais adverso. Vale destacar que o prazo médio dessas captações foi de 3,5 anos e o custo médio por volta de 106% do CDI. Além disso, a Companhia captou R\$ 600 milhões, pelo prazo de 1 ano, com custo médio de 102% do CDI, a fim de preservar a liquidez diante da volatilidade esperada no curto prazo.

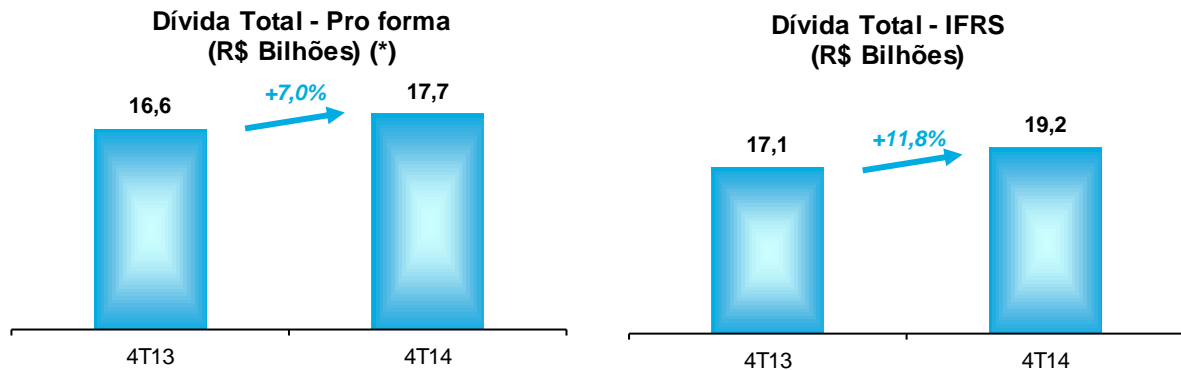
6.2) Cronograma de Amortização da Dívida



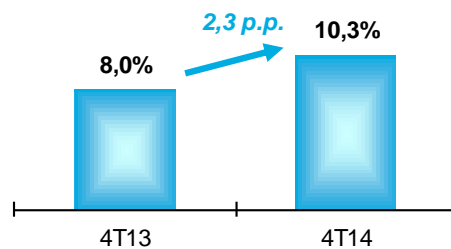
Nota: Considera apenas o principal da dívida; Em 2015, considera amortização a partir de outubro/2015.

A posição de caixa ao final do 4T14 possui índice de cobertura de 1,41x das amortizações dos próximos 12 meses, sendo suficiente para honrar todos os compromissos de amortização até meados de 2016. O prazo médio de amortização, calculado a partir desse cronograma, é de 3,81 anos.

6.3) Dívida Total (Dívida Financeira + Hedge + Dívida com Entidade de Previdência Privada)



Custo Nominal da Dívida Pro forma (a.a.) (*)

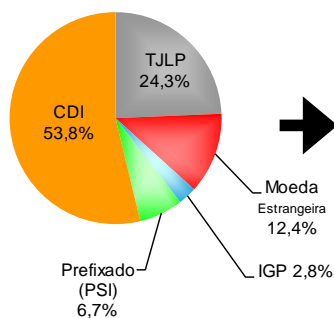


Nota: (*) Considerando consolidação proporcional da CPFL Renováveis, Ceran, Baesa, Enercan, Foz do Chapecó e Epasa.

A dívida total no critério Pro-forma, que corresponde à soma da dívida financeira, *hedge* (ativo/passivo) e dívida com entidade de previdência privada, atingiu R\$ 16.568 milhões no 4T14, aumento de 7,0%. O seu custo médio nominal passou de 8,0% a.a., no 4T13, para 10,3% a.a., no 4T14, em função, entre outros fatores, do aumento do CDI.

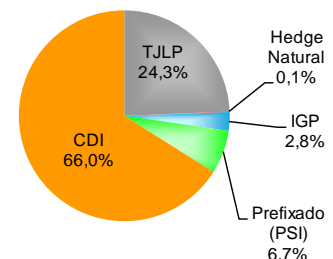
Perfil da Dívida – Pro-forma (*) –4T13

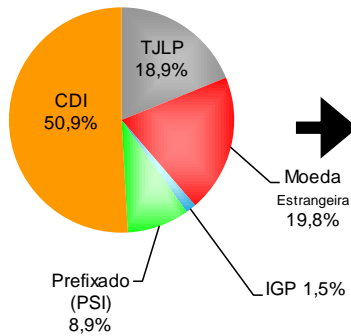
Indexação Original



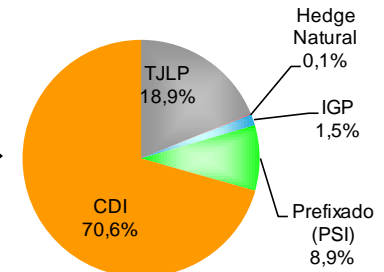
	R\$ Milhões	Swap
Hedge Bancário	1.625	95,50% a 106,85% do CDI
	235	106,40% a 107,70% do CDI
	169	108% do CDI
	36	176,19% do CDI
Hedge Natural	16	Receita com componente cambial
	0,1%	

Indexação Pós-Hedge



Perfil da Dívida – Pro-forma (*) – 4T14
Indexação Original


	R\$ Milhões	Swap
Hedge Bancário 19,7%	54 583 2.452 462	176,19% do CDI 99% a 104% do CDI 104,1% a 109% do CDI 109,1% a 110% do CDI
Hedge Natural 0,1%	16	Receita com componente cambial

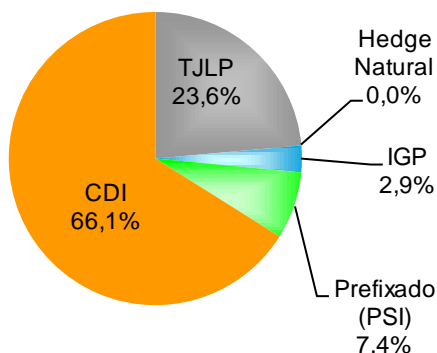
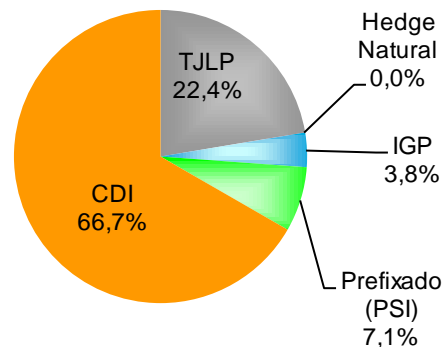
Indexação Pós-Hedge


Nota: (*) Considerando consolidação proporcional da CPFL Renováveis, Ceran, Baesa, Enercan, Foz do Chapecó e Epasa; PSI – Programa de Sustentação do Investimento.

Como consequência das operações de captação e das amortizações realizadas, considerando a indexação pós-hedge, podemos observar uma redução da participação de dívidas oriundas do BNDES atreladas à TJLP (de 24,3%, no 4T13, para 18,9%, no 4T14) e um aumento da participação das dívidas prefixadas-PSI (de 6,7%, no 4T13, para 8,9%, no 4T14), atreladas ao CDI (de 53,8%, no 4T13, para 50,9%, no 4T14) e atreladas ao IGP-M/IGP-DI (de 2,8%, no 4T13, para 1,5%, no 4T14).

A participação de dívidas atreladas à moeda estrangeira seria de 19,8%, caso não fossem consideradas as operações de *hedge* bancário. Considerando as operações de *swap* contratadas, que convertem a indexação das dívidas em moeda estrangeira para CDI, a participação de dívidas atreladas à moeda estrangeira é de 0,1% (parcela esta que possui *hedge* natural).

A dívida atrelada ao IGP-M/IGP-DI está relacionada, em sua maior parte, à dívida com a entidade de previdência privada.

Perfil da Dívida – IFRS – Indexação Pós-Hedge – 4T13 vs. 4T14
4T13

4T14


6.4) Dívida Líquida e Alavancagem

Pro forma (*) - R\$ Mil	4T14	4T13	Var.
Dívida Financeira (incluindo <i>Hedge</i>)	(17.126.023)	(16.140.295)	6,1%
(+) Disponibilidades	4.087.851	3.925.627	4,1%
(=) Dívida Líquida	(13.038.171)	(12.214.668)	6,7%

IFRS - R\$ Mil	4T14	4T13	Var.
Dívida Financeira (incluindo <i>Hedge</i>)	(18.555.137)	(16.705.857)	11,1%
(+) Disponibilidades	4.357.455	4.206.422	3,6%
(=) Dívida Líquida	(14.197.682)	(12.499.435)	13,6%

Nota: (*) Considerando consolidação proporcional da CPFL Renováveis, Ceran, Baesa, Enercan, Foz do Chapecó e Epasa.

No 4T14, a Dívida Líquida Pro-forma atingiu R\$ 13.038 milhões, um aumento de 6,7% ou R\$ 824 milhões, em relação à posição de dívida líquida no final do 4T13 no montante de R\$ 12.215 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 um de suas empresas. 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 dos projetos recém-adquiridos. Como resultado, a dívida líquida ajustada totalizou R\$ 13.038 milhões e o EBITDA ajustado atingiu R\$ 3.736 milhões, sendo que a relação Dívida Líquida ajustada / EBITDA ajustado ao final do 4T14 alcançou 3,49x.

7) INVESTIMENTOS

No 4T14, foram realizados investimentos de R\$ 308 milhões para manutenção e expansão do negócio, dos quais R\$ 200 milhões foram direcionados à distribuição, R\$ 86 milhões à geração (R\$ 77 milhões da CPFL Renováveis e R\$ 9 milhões de geração convencional) e R\$ 22 milhões à comercialização e serviços. Com esses montantes, a CPFL Energia totaliza R\$ 1.062 milhões de investimentos em 2014, dos quais R\$ 702 milhões foram direcionados à distribuição, R\$ 265 milhões à geração (R\$ 251 milhões da CPFL Renováveis e R\$ 14 milhões de geração convencional) e R\$ 94 milhões à comercialização e serviços. Complementariamente, houve um investimento de R\$ 29 milhões no trimestre (R\$ 57 milhões em 2014) 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\$ 56 milhões em Obrigações Especiais no trimestre entre outros itens financiados pelo consumidor (R\$ 181 milhões em 2014).

Entre os investimentos da CPFL Energia no 4T14 destacamos os realizados nos seguintes segmentos:

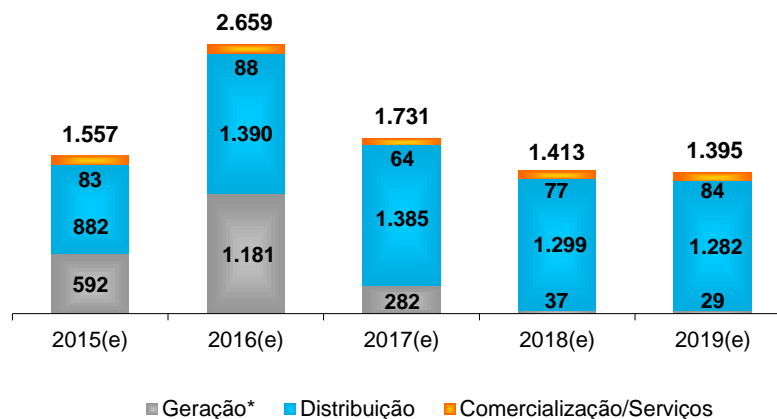
- (i) **Distribuição:** foram feitos investimentos na ampliação e no reforço do sistema elétrico para atender ao crescimento de mercado, tanto nas vendas de energia quanto no número de clientes. Também foram feitos investimentos em melhorias e na manutenção do sistema elétrico, em infraestrutura operacional, 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. A CPFL Energia, por meio de suas oito distribuidoras,

atende 561⁴ municípios, nos Estados de São Paulo, Rio Grande do Sul, Paraná e Minas Gerais. Em 31 de dezembro de 2014, nossas distribuidoras possuíam 7,6 milhões de clientes (acréscimo de 199 mil clientes) e nossa rede de distribuição consistia em 240.944 km de linhas de distribuição (acréscimo de 1.109 km de linhas) incluindo 353.722 transformadores de distribuição (acréscimo de 11.386 transformadores). Nossas oito subsidiárias de distribuição tinham 9.881 km de linhas de distribuição de alta tensão entre 34,5 kV e 138 kV (acréscimo de 128 km de linhas). Naquela data, detínhamos 445 subestações transformadoras de alta tensão para média tensão para subseqüente distribuição (decréscimo de 9 subestações), com capacidade total de transformação de 14.571 MVA (acréscimo de 36 MVA);

- (ii) **Geração:** foram destinados principalmente aos Complexos Eólicos Campo dos Ventos, São Benedito, Morro dos Ventos II e Pedra Cheirosa e PCH Mata Velha, empreendimentos ainda em construção.

Investimentos Projetados pelo Grupo para os Próximos 5 anos

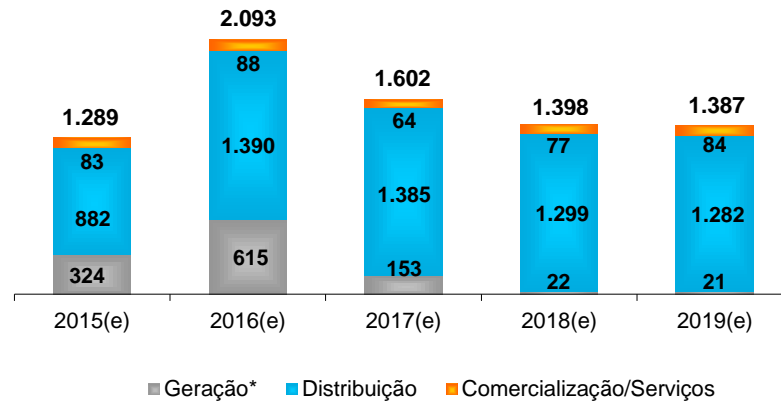
IFRS – 100% CPFL Renováveis e Ceran (R\$ milhões)



Nota: (*) Considera 100% da CPFL Renováveis e Ceran.

⁴ Esse total se refere ao número total de municípios localizados na área de concessão de nossas subsidiárias. Além disso, nós atendemos consumidores localizados em municípios fora de nossas áreas de concessão em casos onde esses consumidores não são atendidos pela concessionária local.

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



Nota: (*) Considera a participação proporcional nos projetos de geração.

8) DESTINAÇÃO DO RESULTADO

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

	R\$ mil
Lucro líquido do exercício - Individual	949.177
Realização do resultado abrangente	26.055
Dividendos prescritos	5.722
Lucro líquido base para destinação	980.954
Reserva legal	(47.459)
Reversão de reserva de retenção de lucros para investimento	108.987
Dividendos intermediários	(422.195)
Reserva estatutária - ativo financeiro da concessão	(65.400)
Reserva estatutária - reforço de capital de giro	(554.888)

Para este exercício, tendo em vista que já foram distribuídos, a título de dividendo, o montante de R\$ 422 milhões (44,5% do lucro líquido do exercício), valor superior ao dividendo obrigatório, e considerando (i) o atual cenário econômico adverso, (ii) a falta de previsibilidade da situação hidrológica e, (iii) as incertezas quanto às projeções de mercado das distribuidoras devido a campanhas de eficiência energética e aumentos extraordinários de tarifas, a Administração da Companhia está propondo a destinação de R\$ 555 milhões à reserva estatutária - reforço de capital de giro.

Bonificação em ações aos acionistas

Visando reforçar a estrutura de capital da Companhia, a Diretoria Executiva, em reunião realizada em 16 de março de 2015, recomendou ao Conselho de Administração que fosse proposto à

Assembleia Geral a capitalização do saldo da reserva estatutária – reforço de capital de giro com a emissão, em favor dos acionistas, de novas ações. Esta proposta será submetida para aprovação à Assembleia Geral Extraordinária convocada para 29 de abril de 2015.

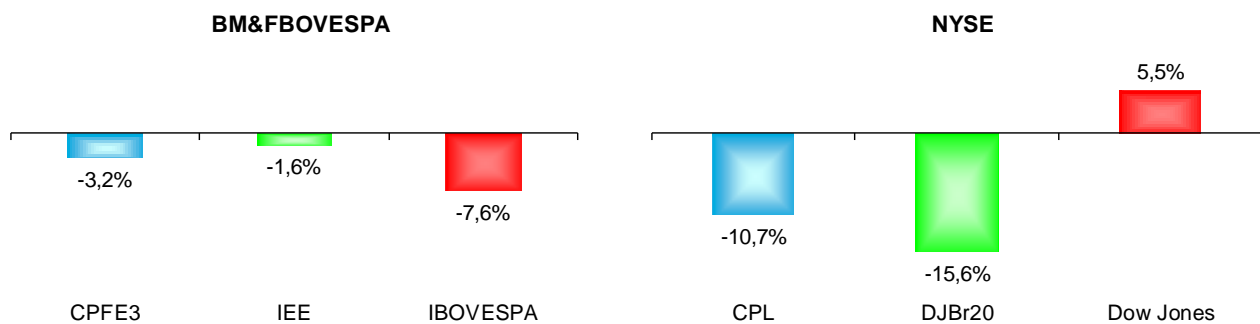
9) MERCADO DE CAPITALIS

9.1) Desempenho das Ações

A CPFL Energia, atualmente com 30,5% (até 31 de dezembro de 2014) 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.

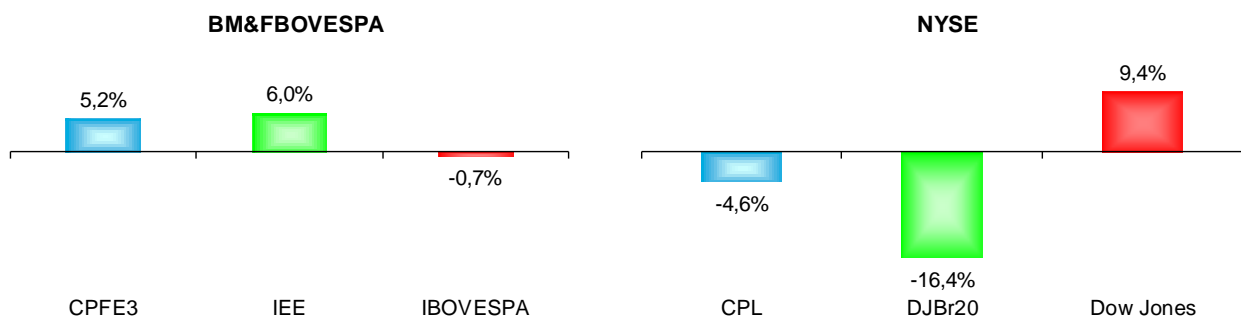
As ações encerraram o período cotadas a R\$ 18,49 por ação e US\$ 13,89 por ADR, respectivamente (cotações de fechamento em 31/12/2014).

Desempenho das Ações – 4T14 (com ajuste por proventos)



No 4T14, as ações da CPFL Energia apresentaram desvalorização de 3,2% na BM&FBOVESPA e de 10,7% na NYSE.

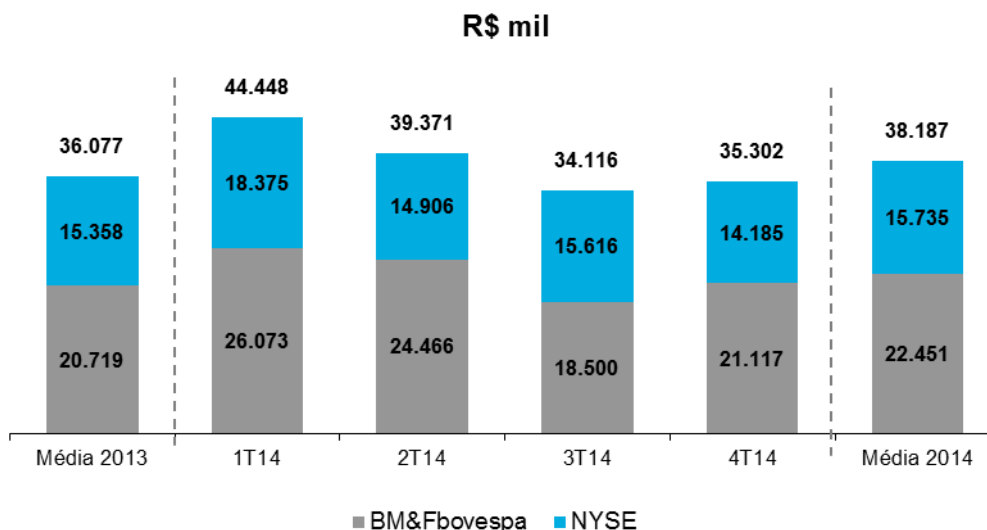
Desempenho das Ações – 2014 (com ajuste por proventos)



Em 2014, as ações da CPFL Energia apresentaram uma valorização de 5,2% na BM&FBOVESPA e desvalorização de 4,6% na NYSE.

9.2) Volume Médio Diário

O volume médio diário de negociação em 2014 foi de R\$ 38,2 milhões, sendo R\$ 22,5 milhões na BM&FBOVESPA e R\$ 15,7 milhões na NYSE, representando um aumento de 5,8% em relação a 2013. O número de negócios realizados na BM&FBOVESPA, por sua vez, aumentou 32%, passando de uma média diária de 4.208 negócios, em 2013, para 5.555 negócios, em 2014.



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

9.3) Ratings

Em julho de 2014, a Standard&Poor's emitiu um relatório reafirmando seu rating de crédito para a CPFL Energia.

A tabela a seguir demonstra a evolução dos ratings corporativos da CPFL Energia entre 2011 e 2014:

Ratings CPFL Energia - Escala Nacional					
Agência		2011	2012	2013	2014
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 a posição no final do período.

Em março de 2015, a Fitch Ratings rebaixou de AA+ (bra) para AA (bra) o rating da CPFL Energia e suas subsidiárias, com perspectiva estável.

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, 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 do Conselho de Administração, com subordinação exclusiva e direta ao Presidente do Conselho.

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

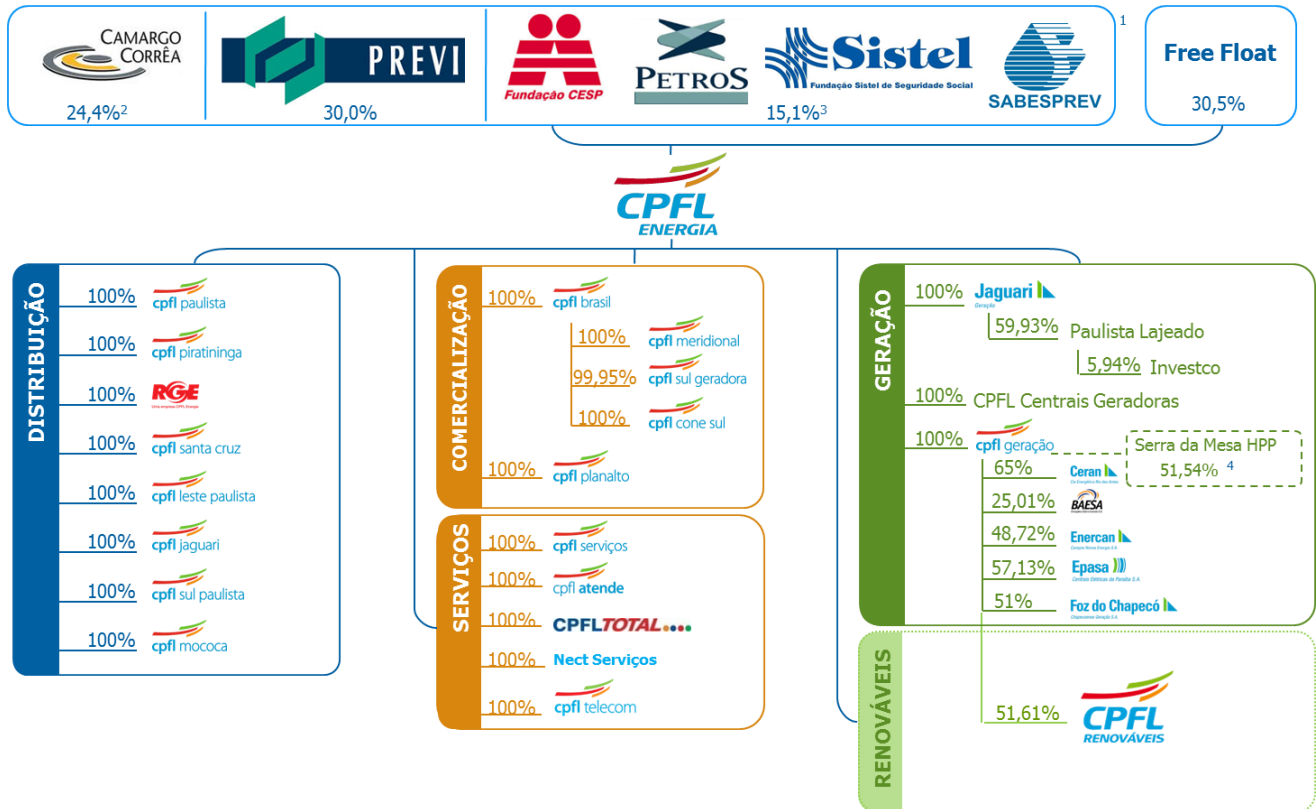
A Diretoria Executiva é composta por 1 Diretor Presidente e 5 Diretores vice-presidentes, todos com mandato de 2 anos, com possibilidade de reeleição, cuja responsabilidade é a execução da estratégia da CPFL e de suas sociedades controladas, que são definidas pelo Conselho em linha com as diretrizes de governança. A fim de garantir o alinhamento das práticas de governança, os Diretores Executivos ocupam posições no Conselho de Administração das empresas que fazem parte do grupo CPFL e indicam os seus respectivos diretores estatutários.

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– 31/12/2014

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



Notas:

(1) Acionistas controladores;

(2) Inclui 0,1% de ações detidas pela Camargo Corrêa S.A.;

(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)						
	4T14	4T13	Var.	2014	2013	Var.
Receita Operacional Bruta (IFRS)⁽¹⁾	5.354.090	3.744.047	43,0%	17.893.300	14.950.739	19,7%
Receita Operacional Bruta Gerencial⁽¹⁾	4.800.663	3.727.844	28,8%	17.639.246	15.116.895	16,7%
Receita Operacional Líquida (IFRS)⁽¹⁾	3.912.158	2.670.123	46,5%	12.787.990	10.570.662	21,0%
Receita Operacional Líquida Gerencial⁽¹⁾	3.406.220	2.647.805	28,6%	12.565.769	10.716.387	17,3%
Custo com Energia Elétrica	(2.457.560)	(1.902.880)	29,1%	(8.998.898)	(6.841.318)	31,5%
Custos e Despesas Operacionais	(826.821)	(656.606)	25,9%	(2.948.656)	(3.048.531)	-3,3%
Resultado do Serviço	896.955	357.686	150,8%	1.717.844	1.677.978	2,4%
EBITDA (IFRS)⁽²⁾	1.014.395	469.656	116,0%	2.180.272	2.115.488	3,1%
EBITDA Gerencial⁽³⁾	508.457	519.389	-2,1%	1.984.004	2.210.870	-10,3%
Resultado Financeiro	(13.598)	(10.809)	25,8%	(308.623)	(401.741)	-23,2%
Lucro Antes da Tributação	883.357	346.877	154,7%	1.409.222	1.276.237	10,4%
Lucro Líquido (IFRS)	630.385	242.821	159,6%	947.958	852.525	11,2%
Lucro Líquido Gerencial⁽⁴⁾	300.299	272.585	10,2%	866.175	1.046.711	-17,2%

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 regulatórios e exclui os efeitos não-recorrentes;
- (4) O Lucro Líquido Gerencial considera os 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 12.9.

Receita Operacional

Desconsiderando a receita de construção da infraestrutura da concessão (que não afeta o resultado, devido ao custo correspondente, no mesmo valor), a receita operacional bruta (IFRS) atingiu R\$ 5.354 milhões, um aumento de 43,0% (R\$ 1.610 milhões). A receita operacional bruta gerencial atingiu R\$ 4.801 milhões, um aumento de 28,8% (R\$ 1.073 milhões).

O aumento da receita operacional bruta gerencial se deu principalmente pelos seguintes fatores:

- Reajuste tarifário médio positivo das distribuidoras no período entre 4T13 e 4T14, no valor de R\$ 686 milhões, em virtude das revisões e reajustes tarifários;
- Aumento de 4,9% no volume de vendas para o mercado cativo, no valor de R\$ 146 milhões (mercado + mix);
- Aumento de R\$ 25 milhões no aporte de CDE;
- Aumento de R\$ 34 milhões na receita bruta de TUSD de clientes livres;
- Variação de R\$ 373 milhões nos ativos e passivos regulatórios, passando de um líquido a pagar de R\$ 16 milhões no 4T13 para um líquido a receber de R\$ 357 milhões no 4T14.

Parcialmente compensados por:

- Redução de R\$ 28 milhões em Suprimento de Energia Elétrica;
- Redução de R\$ 163 milhões em Outras Receitas, principalmente por dois fatores:
 - (i) Redução pela reclassificação do ressarcimento das geradoras de outras receitas para custo de energia (R\$ 171 milhões);

- (ii) Aumento de R\$ 6 milhões relacionado à reclassificação de multas operacionais de receitas financeiras para receitas operacionais.

As deduções da receita operacional bruta (IFRS) foram de R\$ 1.442 milhões, representando um aumento de 34,3% (R\$ 368 milhões). As deduções gerenciais da receita operacional bruta foram de R\$ 1.395 milhões, representando um aumento de 29,1% (R\$ 314 milhões), devido aos seguintes aumentos:

- (i) de 24,6% no ICMS (R\$ 165 milhões);
- (ii) de 55,3% na PIS e Cofins (R\$ 170 milhões);
- (iii) de 89,9% na CDE (R\$ 35 milhões);
- (iv) de 6,4% no Programa de P&D e Eficiência Energética (R\$ 2 milhões);

Parcialmente compensados pela:

- (v) redução de 100% no RGR (R\$ 3 milhões), que foi extinta;
- (vi) redução de 3,0% no PROINFA (R\$ 1 milhão);
- (vii) variação de R\$ 54 milhões nos ativos e passivos regulatórios.

A receita operacional líquida (IFRS) atingiu R\$ 3.912 milhões no 4T14, representando um aumento de 46,5% (R\$ 1.242 milhões). A receita operacional líquida gerencial totalizou R\$ 3.406 milhões no 4T14, um aumento de 28,6% (R\$ 758 milhões)

Custo com Energia Elétrica

O custo com energia elétrica (IFRS), composto pela compra de energia para revenda e pelos encargos de uso dos sistemas de transmissão e distribuição, totalizou R\$ 2.458 milhões no 4T14, representando um aumento de 29,1% (R\$ 555 milhões). O custo com energia elétrica gerencial no 4T14 foi de R\$ 2.458 milhões, representando um aumento de 36,5% (R\$ 657 milhões) em relação ao 4T13:

- O custo da energia comprada para revenda no 4T14 foi de R\$ 2.408 milhões, o que representa um aumento de 43,0% (R\$ 725 milhões) no IFRS. O custo da energia comprada para revenda gerencial no 4T14 foi de R\$ 2.408 milhões, representando um aumento de 50,4% (R\$ 807 milhões), devido aos seguintes efeitos:
 - (i) Aumento no custo com energia adquirida no ambiente regulado e contratos bilaterais (R\$ 382 milhões), devido ao aumento de 19,5% no preço médio de compra e de 6,9% (576 GWh) na quantidade de energia comprada;
 - (i) Aumento no custo com Proinfa (R\$ 9 milhões), devido ao aumento de 12,4% no preço médio de compra;
 - (ii) Aumento de 231,8% no custo com a compra de energia de curto prazo (R\$ 435 milhões), decorrente principalmente do aumento de 150,9% no preço médio de compra e do aumento de 32,3% na quantidade de energia comprada (187 GWh);
 - (iii) Aumento de 7,8% no custo de energia de Itaipu (R\$ 27 milhões), decorrente principalmente do aumento de 9,2% no preço médio de compra, parcialmente compensada pela redução de 1,2% (33 GWh) na quantidade de energia comprada;
 - (iv) Variação de R\$ 82 milhões nos ativos e passivos regulatórios
Parcialmente compensado por:
 - (v) Aumento de 43,0% (R\$ 74 milhões) nos créditos de Pis e Cofins (reduzidor de custo), gerados a partir da compra de energia;

- (vi) Redução de R\$ 54 milhões de aporte de recursos da CDE (reduzidor de custo), que no 4T14 foi de R\$ 107 milhões (no 4T13 foi de R\$ 161 milhões).
- Os encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição (IFRS) atingiram R\$ 49 milhões no 4T14, redução de 77,5% (R\$ 170 milhões). Os encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição gerenciais atingiram R\$ 49 milhões no 4T14, redução de 75,3% (R\$ 150 milhões), devido aos seguintes fatores:
 - (i) Redução nos encargos de serviço de sistema – ESS (R\$ 255 milhões), passando de um custo de R\$ 80 milhões no 4T13 para uma receita de R\$ 175 milhões no 4T14, devido principalmente pelo recebimento de R\$ 227 milhões referentes ao ressarcimento da CONER ;
 - (ii) Redução de 99,1% no aporte de CDE (R\$ 1 milhão);
Parcialmente compensados por:
 - (iii) Redução de 76,5% nos créditos de Pis e Cofins (reduzidor de custo), gerados a partir dos encargos (R\$ 17 milhões);
 - (iv) Aumento de 49,1% nos encargos da rede básica (R\$ 67 milhões), principalmente na CPFL Paulista (R\$ 35 milhões), CPFL Piratininga (R\$ 15 milhões) e RGE (R\$ 13 milhões);
 - (v) Aumento de 16,2% nos encargos de Itaipu (R\$ 1 milhão);
 - (vi) Variação de R\$ 20 milhões nos ativos e passivos regulatórios, que foi resultado de um líquido a receber em 4T13.

Custos e Despesas Operacionais

Os custos e despesas operacionais (IFRS) atingiram R\$ 827 milhões no 4T14, comparado a R\$ 657 milhões no 4T13, um aumento de 25,9% (R\$ 170 milhões). Os custos e despesas operacionais gerenciais atingiram R\$ 827 milhões no 4T14, comparado a R\$ 687 milhões no 4T13, um aumento de 20,4% (R\$ 140 milhões), decorrente dos seguintes fatores:

- Aumento de 17,0% (R\$ 2 milhões) no item Entidade de Previdência Privada;
- Aumento de 4,9% (R\$ 5 milhões) no item Depreciação e Amortização;
- PMSO (IFRS), item que atingiu R\$ 428 milhões no 4T14, comparado a R\$ 287 milhões no 4T13, registrando um aumento de 49,0% (R\$ 141 milhões). O PMSO ajustado atingiu R\$ 428 milhões no 4T14, comparado a R\$ 317 milhões no 4T13, registrando um aumento de 34,9% (R\$ 111 milhões), devido principalmente aos seguintes fatores:
 - (i) Gastos com pessoal, que registraram aumento de 32,1% (R\$ 39 milhões), devido principalmente (a) aos efeitos do acordo coletivo de trabalho (R\$ 10 milhões), (b) aos ajustes na provisão de PLR (R\$ 15 milhões) e (c) à redução na capitalização de custos de pessoal em investimentos a partir de janeiro de 2014, seguindo nova metodologia estabelecida pela ANEEL (R\$ 11 milhões);
 - (ii) Gastos com serviços de terceiros, que registraram aumento de 40,0% (R\$ 37 milhões): na CPFL Paulista (R\$ 16 milhões), na CPFL Piratininga (R\$ 9 milhões) e na RGE (R\$ 8 milhões), principalmente pelo aumento nas despesas com serviços de reaviso, corte e religação, manutenção de hardware e software e call center;
 - (iii) Gastos com material, que registraram aumento de 35,3% (R\$ 6 milhões);
 - (iv) Outros custos/despesas operacionais, que registraram aumento de 86,4% (R\$ 59 milhões);

- ✓ No 4T13, houve impacto de uma receita **não-recorrente** relacionada à alienação de ativos (imóveis e veículos) (R\$ 25 milhões);
 - ✓ Aumento no 4T14 de R\$ 26 milhões relacionada à reclassificação de multas de despesas financeiras para despesa operacionais;
 - ✓ Variação nos ativos e passivos regulatórios de R\$ 5 milhões, que foi resultado de um líquido a pagar em 4T13.
- Aumento de 9,0% (R\$ 22 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\$ 269 milhões no 4T14, tem sua contrapartida na “receita operacional”.

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 no início de dezembro, 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 4T14, foi contabilizado o saldo de ativos e passivos regulatórios acumulado até 31 de dezembro de 2014, no montante de R\$ 831 milhões (líquidos de PIS e Cofins).

EBITDA

O **EBITDA (IFRS)** do 4T14 totalizou R\$ 1.014 milhões, registrando um aumento de 116,0% (R\$ 545 milhões).

Considerando os ativos e passivos regulatórios e expurgando os efeitos não-recorrentes, o **EBITDA Gerencial** totalizou R\$ 508 milhões no 4T14, comparado a R\$ 519 milhões no 4T13, uma redução de 2,1% (R\$ 11 milhões).

Resultado Financeiro

No 4T14, a despesa financeira líquida (IFRS) foi de R\$ 13 milhões, comparada a uma despesa financeira líquida de R\$ 11 milhões no 4T13, registrando um aumento de 25,8% (R\$ 3 milhões). A despesa financeira líquida gerencial no 4T14 foi de R\$ 8 milhões, comparada a uma despesa financeira líquida de R\$ 15 milhões no 4T13, registrando uma redução de 49,6% (R\$ 8 milhões).

Os itens que explicam essa variação são:

- (i) Receita Financeira (IFRS): redução de 21,7% (R\$ 46 milhões), passando de R\$ 211 milhões no 4T13 para R\$ 165 milhões no 4T14. Receita Financeira Gerencial: redução de 22,1% (R\$ 48 milhões), passando de R\$ 219 milhões no 4T13 para R\$ 171 milhões no 4T14, devido principalmente aos seguintes fatores:
 - ✓ Redução em rendas de aplicações financeiras (R\$ 16 milhões), em virtude do menor saldo médio de disponibilidades;
 - ✓ Redução na atualização de depósitos judiciais (R\$ 73 milhões);

- ✓ Redução no volume de aquisição de créditos de ICMS (R\$ 5 milhões)
- ✓ Redução em atualizações monetárias e cambiais (R\$ 4 milhões);
- ✓ Redução no 4T14 de R\$ 6 milhões relacionada à reclassificação de multas de receitas financeiras para receitas operacionais.

Parcialmente compensados por:

- ✓ Aumento na atualização monetária do ativo financeiro nas empresas do segmento de Distribuição (R\$ 55 milhões);
- ✓ Variação líquida de R\$ 3 milhões nos ativos e passivos regulatórios, passando de um líquido a receber de R\$ 9 milhões no 4T13 para um líquido a receber de R\$ 6 milhões no 4T14.

(ii) Despesa Financeira (IFRS): redução de 19,4% (R\$ 43 milhões), passando de R\$ 221 milhões no 4T13 para R\$ 179 milhões no 4T14. Despesa Financeira Gerencial: redução de 23,9% (R\$ 56 milhões), passando de R\$ 235 milhões no 4T13 para R\$ 179 milhões no 4T14, devido principalmente aos seguintes fatores:

- ✓ Efeito da marcação a mercado nas operações sob a lei 4.131 - Efeito não caixa (R\$ 74 milhões);
- ✓ Redução no 4T14 de R\$ 26 milhões relacionada à reclassificação de multas de despesas financeiras para despesas operacionais;
- ✓ Redução nas despesas com atualizações de contingências (R\$ 14 milhões);

Parcialmente compensados por:

- ✓ Variação cambial das faturas de Itaipu (R\$ 17 milhões);
- ✓ Despesa financeira nas empresas do segmento de Distribuição devido a atualização monetária do ativo financeiro (R\$ 38 milhões);
- ✓ Variação de R\$ 13 milhões nos ativos e passivos regulatórios, que foi resultado de um líquido a pagar em 4T13.

Lucro Líquido

No 4T14, o **Lucro Líquido (IFRS)** foi de R\$ 630 milhões, registrando um aumento de 159,6% (R\$ 388 milhões).

Considerando os ativos e passivos regulatórios e expurgando os efeitos não-recorrentes, o **Lucro Líquido Gerencial** somou R\$ 300 milhões no 4T14, comparado a R\$ 273 milhões no 4T13, um aumento de 10,2% (R\$ 28 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

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

Em 03 de fevereiro de 2014, a Aneel publicou, no Diário Oficial da União, os Índices dos Reajustes Tarifários Anuais de 2014 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	1.679	1.677	1.680	1.681	1.682
IRT Econômico	2,00%	-3,16%	1,17%	-4,74%	9,89%
Componentes Financeiros	-4,07%	-2,35%	-4,90%	-2,93%	4,97%
IRT Total	-2,07%	-5,51%	-3,73%	-7,67%	14,86%
Efeito Médio	-9,53%	0,43%	3,70%	-5,32%	26,00%

As novas tarifas entraram em vigor em 03 de fevereiro de 2014.

CPFL Paulista

Em 07 de abril de 2014, por meio da Resolução Homologatória nº 1.701, a Aneel reajustou as tarifas de energia elétrica da CPFL Paulista em 17,18%, sendo 14,56% relativos ao Reajuste Tarifário e 2,62% referentes aos componentes financeiros externos ao Reajuste Tarifário, correspondendo a um efeito médio de 17,23% a ser percebido pelos consumidores. O impacto da Parcela A (Energia, Encargos de Transmissão e Encargos Setoriais) no reajuste foi de 12,84% e da Parcela B de 1,71%. O cálculo levou em consideração a alteração da Revisão Tarifária Periódica referente a 2013, que passou de 4,53% para 4,67%. As novas tarifas entraram em vigor em 08 de abril de 2014.

RGE

Em 17 de junho de 2014, por meio da Resolução Homologatória nº 1.739, a Aneel reajustou as tarifas de energia elétrica da RGE em 21,82%, sendo 18,83% relativos ao Reajuste Tarifário e 2,99% referentes aos componentes financeiros externos ao Reajuste Tarifário, correspondendo a um efeito médio de 22,77% a ser percebido pelos consumidores. O impacto da Parcela A

(Energia, Encargos de Transmissão e Encargos Setoriais) no reajuste foi de 17,12% e da Parcela B de 1,70%. As novas tarifas entraram em vigor em 19 de junho de 2014.

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.

12.1.3) Reajuste Tarifário Extraordinário (RTE) de 2015

Em 2 de março a ANEEL aprovou, por meio da Resolução Homologatória nº 1.858/2015, a Revisão Tarifária Extraordinária – RTE das distribuidoras de energia elétrica que pleitearam tal reajuste, 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, 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 e; (iii) Aumento significativo da quota CDE em 2015. 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 e adequar a taxa de câmbio para pagamento da energia comprada da Usina de Itaipu, pois os demais itens já haviam sido contemplados no Reajuste Tarifário Anual – RTA de 3 de fevereiro.

Os reajustes tarifários extraordinários são demonstrados, por distribuidora, na tabela a seguir:

Reajuste Tarifário Extraordinário (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	35,5%	31,8%	16,3%	21,3%	22,9%	19,1%	9,2%	29,3%

12.1.4) Desempenho Operacional do Segmento de Distribuição

O Grupo 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 4T13 (valores anualizados)								
Empresa	CPFL Paulista	CPFL Piratininga	RGE	CPFL Santa Cruz	CPFL Leste Paulista	CPFL Jaguari	CPFL Sul Paulista	CPFL Mococa
DEC	7,14	7,44	17,35	6,97	7,58	5,92	9,08	4,86
FEC	4,73	4,58	9,04	6,82	6,33	5,43	6,72	4,93

Indicadores DEC e FEC 4T14 (valores anualizados)								
Empresa	CPFL Paulista	CPFL Piratininga	RGE	CPFL Santa Cruz	CPFL Leste Paulista	CPFL Jaguari	CPFL Sul Paulista	CPFL Mococa
DEC	6,93	6,98	18,77	6,74	8,48	5,41	9,69	6,88
FEC	4,89	4,19	9,14	5,29	6,30	4,32	7,02	7,31

12.2) Segmentos de Comercialização e Serviços

DRE Consolidado - Comercialização e Serviços (Pro-forma - R\$ Mil)						
	4T14	4T13	Var.	2014	2013	Var.
Receita Operacional Bruta	850.775	539.532	57,7%	2.801.799	2.299.441	21,8%
Receita Operacional Líquida	760.774	474.819	60,2%	2.497.168	2.030.520	23,0%
EBITDA (IFRS)⁽¹⁾	46.703	42.010	11,2%	263.411	74.132	255,3%
LUCRO LÍQUIDO (IFRS)	24.612	27.630	-10,9%	168.046	51.653	225,3%

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 4T14, a receita operacional bruta atingiu R\$ 851 milhões, representando um aumento de 57,7% (R\$ 311 milhões), e a receita operacional líquida foi de R\$ 761 milhões, representando um crescimento de 60,2% (R\$ 286 milhões).

EBITDA

No 4T14, o EBITDA foi de R\$ 47 milhões, um aumento de 11,2% (R\$ 5 milhões).

Lucro Líquido

No 4T14, o lucro líquido foi de R\$ 25 milhões, uma redução de 10,9% (R\$ 3 milhões).

12.3) Segmento de Geração Convencional

12.3.1) Desempenho Econômico-Financeiro

DRE Consolidado - Geração Convencional - IFRS (Pro-forma - R\$ Mil)						
	4T14	4T13	Var.	2014	2013	Var.
Receita Operacional Bruta	352.906	250.977	40,6%	1.282.374	981.560	30,6%
Receita Operacional Líquida	323.339	235.597	37,2%	1.189.139	924.004	28,7%
Custo com Energia Elétrica	(179.967)	(30.553)	489,0%	(482.036)	(144.912)	232,6%
Custos e Despesas Operacionais	(62.349)	(54.778)	13,8%	(220.879)	(215.193)	2,6%
EBITDA	80.936	228.595	-64,6%	679.510	815.385	-16,7%
Lucro Líquido	(52.011)	99.366	-	119.128	316.052	-62,3%

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

DRE Consolidado - Geração Convencional - Consolidação Proporcional ⁽¹⁾ (Pro-forma - R\$ Mil)						
	4T14	4T13	Var.	2014	2013	Var.
Receita Operacional Bruta	711.694	506.405	40,5%	2.673.996	1.836.789	45,6%
Receita Operacional Líquida	648.617	468.795	38,4%	2.456.464	1.704.116	44,1%
Custo com Energia Elétrica	(302.887)	(42.721)	609,0%	(792.188)	(254.735)	211,0%
Custos e Despesas Operacionais	(278.438)	(175.458)	58,7%	(976.837)	(595.276)	64,1%
Resultado do Serviço	67.291	250.617	-73,1%	687.439	854.105	-19,5%
EBITDA	130.135	309.625	-58,0%	926.434	1.090.403	-15,0%
EBITDA Gerencial ⁽²⁾	257.879	309.625	-16,7%	1.218.346	1.177.664	3,5%
Resultado Financeiro	(129.020)	(127.663)	1,1%	(519.430)	(442.993)	17,3%
Lucro Antes da Tributação	(61.729)	122.954	-	167.057	411.112	-59,4%
Lucro Líquido	(44.127)	92.226	-	105.999	291.413	-63,6%
Lucro Líquido Gerencial ⁽²⁾	40.184	92.226	-56,4%	298.661	349.004	-14,4%

Notas:

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

(2) Exclui os efeitos não recorrentes.

Receita Operacional

No 4T14, a **Receita Operacional Bruta**, considerando a Consolidação Proporcional no Segmento de Geração Convencional, atingiu R\$ 712 milhões, um aumento de 40,5% (R\$ 205 milhões). A **Receita Operacional Líquida** foi de R\$ 649 milhões, registrando um aumento de 38,4% (R\$ 180 milhões).

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

- (i) Incremento da receita da Epasa, no montante de R\$ 106 milhões, devido ao despacho térmico por ordem de mérito (4T14) e por segurança energética (4T13);
- (ii) Incremento devido à estratégia de sazonalização da garantia física (R\$ 86 milhões);
- (iii) Incremento devido à renovação do contrato entre CPFL Geração e Furnas e reajustes de preço dos demais contratos de venda (R\$ 13 milhões).

Custo com Energia Elétrica

No 4T14, o custo com energia elétrica foi de R\$ 303 milhões, um aumento de 609,0% (R\$ 260 milhões), devido principalmente aos seguintes fatores:

- (i) Gastos com GSF (R\$ 128 milhões) – **efeito não-recorrente**. Vale destacar que o contrato

de venda de energia da UHE Serra da Mesa para Furnas isenta a CPFL Geração dos gastos com GSF. O montante de R\$ 128 milhões refere-se, portanto, aos demais projetos de geração hidrelétrica da Companhia (Ceran, Baesa, Enercan, Foz Chapecó e Jaguari Geração);

- (ii) Aumento devido à estratégia de sazonalização da garantia física (R\$ 130 milhões);
- (iii) Outros efeitos (R\$ 2 milhões).

Custos e Despesas Operacionais

Os custos e despesas operacionais atingiram R\$ 278 milhões no 4T14, comparados a R\$ 175 milhões no 4T13, um aumento de 58,7% (R\$ 103 milhões), devido às variações em:

- (i) PMSO, item que atingiu R\$ 216 milhões, registrando um aumento de 85,2% (R\$ 99 milhões), devido principalmente ao aumento nas despesas de materiais referentes à aquisição de óleo combustível pela Epasa (R\$ 74 milhões), que tem receita associada;
- (ii) Depreciação e Amortização, que atingiu R\$ 63 milhões, um aumento de 6,5% (R\$ 4 milhão).

EBITDA

No 4T14, o **EBITDA** foi de R\$ 130 milhões, comparado a R\$ 310 milhões no 4T13, uma redução de 58,0% (R\$ 179 milhões). A redução decorre principalmente dos gastos **não-recorrentes** com GSF (R\$ 128 milhões) e do efeito da estratégia de sazonalização da garantia física nesse trimestre (R\$ 57 milhões).

No 4T14, o **EBITDA Gerencial** foi de R\$ 258 milhões, uma redução de 16,7% (R\$ 52 milhões).

Resultado Financeiro

No 4T14, o resultado financeiro líquido foi uma despesa líquida de R\$ 129 milhões, representando um aumento de 1,1% (R\$ 1 milhão).

As Despesas Financeiras passaram de R\$ 148 milhões no 4T13 para R\$ 156 milhões no 4T14 (aumento de R\$ 8 milhões), em função do aumento do CDI e do maior saldo médio de endividamento.

Já as Receitas Financeiras passaram de R\$ 20 milhões no 4T13 para R\$ 27 milhões no 4T14 (aumento de R\$ 7 milhões), devido ao aumento do CDI e o maior saldo médio de disponibilidades.

Lucro Líquido

No 4T14, o segmento de Geração convencional registrou um **prejuízo líquido** de R\$ 44 milhões, comparado a um lucro líquido de R\$ 92 milhões no 4T13. Essa variação deve-se principalmente à redução do EBITDA, além da piora do Resultado Financeiro, como explicado acima.

No 4T14, o **lucro líquido gerencial** foi de R\$ 40 milhões, uma redução de 56,4% (R\$ 52 milhões).

12.4) CPFL Renováveis

12.4.1) Desempenho Econômico-Financeiro

DRE Consolidado - CPFL Renováveis (100% Participação - R\$ Mil)						
	4T14	4T13	Var.	2014	2013	Var.
Receita Operacional Bruta (IFRS)	397.990	357.158	11,4%	1.338.456	1.087.419	23,1%
Receita Operacional Líquida	369.362	334.118	10,5%	1.247.627	1.018.612	22,5%
Custo com Energia Elétrica	(83.097)	(103.462)	-19,7%	(354.387)	(267.515)	32,5%
Custos e Despesas Operacionais	(197.136)	(141.359)	39,5%	(661.960)	(536.346)	23,4%
Resultado do Serviço	89.128	89.297	-0,2%	231.280	214.750	7,7%
EBITDA (IFRS) ⁽¹⁾	209.359	175.572	19,2%	663.547	563.105	17,8%
Resultado Financeiro	(135.990)	(61.222)	122,1%	(364.997)	(259.160)	40,8%
Lucro antes da Tributação	(46.862)	28.075	-	(133.717)	(44.410)	201,1%
Lucro Líquido (IFRS)	(65.243)	27.787	-	(167.361)	(55.017)	204,2%

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)						
	4T14	4T13	Var.	2014	2013	Var.
Receita Operacional Bruta	205.401	241.521	-15,0%	758.719	696.058	9,0%
Receita Operacional Líquida	190.626	225.964	-15,6%	707.348	652.014	8,5%
Custo com Energia Elétrica	(42.886)	(69.125)	-38,0%	(202.502)	(171.237)	18,3%
Custos e Despesas Operacionais	(101.743)	(97.445)	4,4%	(375.217)	(343.316)	9,3%
Resultado do Serviço	45.996	59.394	-22,6%	129.629	137.462	-5,7%
EBITDA ⁽¹⁾	108.049	119.250	-9,4%	375.264	360.444	4,1%
EBITDA Gerencial ⁽²⁾	125.080	162.281	-22,9%	476.364	465.538	2,3%
Resultado Financeiro	(70.186)	(42.686)	64,4%	(204.919)	(165.888)	23,5%
Lucro antes da Tributação	(24.186)	16.708	-	(75.290)	(28.427)	164,9%
Lucro Líquido	(33.673)	16.342	-	(93.757)	(35.216)	166,2%
Lucro Líquido Gerencial ⁽²⁾	(16.644)	59.373	-	7.343	69.513	-89,4%

Nota:

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

(2) Exclui efeitos Não-Recorrentes.

Variações no DRE da CPFL Renováveis

No 4T14, 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 das operações da usina à biomassa Alvorada (50MW) em novembro de 2013;
- (ii) Início do faturamento por disponibilidade do Complexo Rosa dos Ventos (13,7 MW) a partir de fevereiro de 2014;
- (iii) Início das operações dos parques eólicos Macacos I (30MW) em maio de 2014;
- (iv) Conclusão da associação com a DESA em setembro de 2014, com eficácia a partir de outubro de 2014.

Receita Operacional

Considerando a participação proporcional, a receita operacional bruta atingiu R\$ 205 milhões no 4T14, representando uma redução de 15,0% (R\$ 36 milhões), e a receita operacional líquida foi de R\$ 191 milhões, representando uma redução de 15,6% (R\$ 35 milhões). Considerando 100% de participação, a receita operacional bruta atingiu R\$ 398 milhões, representando um aumento de 11,4% (R\$ 41 milhões), e a receita operacional líquida foi de R\$ 369 milhões, representando um aumento de 10,5% (R\$ 35 milhões). Este aumento decorre, principalmente, dos projetos que iniciaram as vendas no período (citado acima).

Da mesma forma, é importante observar também que a receita sobre a geração efetiva do complexo eólico Santa Clara passou a ser reconhecida a partir 29 de março de 2014. Anteriormente, principalmente em 2013, seu faturamento correspondia ao critério de rateio fixo da receita anual, porque a conexão com o sistema estava pendente, aguardando o término da construção da ICG.

Custo com Energia Elétrica

No 4T14, o custo com energia elétrica (considerando a participação proporcional) foi de R\$ 43 milhões, representando uma redução de 38,0% (R\$ 26 milhões). Essa redução foi resultado dos seguintes fatores:

- Ocorrência de efeitos **não-recorrentes** citados a seguir:
 - (i) Compra de energia extraordinária para atender ao lastro de contratos de venda de energia das usinas de Bio Coopcana, Bio Alvorada e do complexo eólico Atlântica, no montante de R\$ 43 milhões no 4T13;
Parcialmente compensado por:
 - (ii) Ocorrência de GSF no valor de R\$ 16 milhões no 4T14. As condições hidrológicas desfavoráveis no início do ano de 2014 ocasionaram a aplicação do GSF e, conseqüentemente, a necessidade de compra de energia por diversos geradores participantes do MRE;
 - (iii) Compra de energia para atender ao lastro de contratos de venda de energia de 3 PCHs que não fazem parte do MRE, totalizando um custo adicional de R\$ 1 milhão no 4T14. Tal necessidade de compra deve-se a ausência de chuvas, o que impactou a geração de energia dessas usinas.

Custos e Despesas Operacionais

No 4T14, os custos e despesas operacionais (considerando a participação proporcional) atingiram R\$ 102 milhões, representando um aumento de 4,4% (R\$ 4 milhões). Esse aumento foi resultado dos seguintes fatores:

- (i) PMSO, item que atingiu R\$ 40 milhões, registrando um aumento de 5,6% (R\$ 2 milhões), devido principalmente ao maior custo com operação e manutenção (O&M), decorrente principalmente da maior quantidade de usinas em operação, e a baixas contábeis (sem efeito caixa) de projetos descontinuados e créditos/adiantamentos;
- (ii) Depreciação e Amortização, que atingiu R\$ 62 milhões, um aumento de 3,7% (R\$ 2 milhões), devido principalmente à entrada em operação de novos ativos entre o 4T13 e 4T14.

EBITDA

No 4T14, o **EBITDA** (considerando a participação proporcional) foi de R\$ 108 milhões, redução de 9,4% (R\$ 11 milhões).

Considerando a participação proporcional e expurgando os efeitos não-recorrentes, o **EBITDA Gerencial** foi de R\$ 125 milhões no 4T14, comparado a R\$ 162 milhões no 4T13, uma redução de 22,9% (R\$ 37 milhões).

Resultado Financeiro

No 4T14, o resultado financeiro líquido foi uma despesa líquida de R\$ 70 milhões, representando um aumento de 64,4% (R\$ 27 milhões). As Despesas Financeiras passaram de R\$ 57 milhões no 4T13 para R\$ 85 milhões no 4T14 (aumento de R\$ 28 milhões). Já as Receitas Financeiras passaram de R\$ 14 milhões no 4T13 para R\$ 15 milhões no 4T14 (aumento de R\$ 1 milhão).

Lucro Líquido

No 4T14, o **prejuízo líquido** (considerando a participação proporcional) foi de R\$ 34 milhões, comparado a um **lucro líquido** de R\$ 16 milhões no 4T13.

Considerando a participação proporcional e expurgando os efeitos não-recorrentes, o **Prejuízo Líquido Gerencial** foi de R\$ 17 milhões no 4T14, comparado a um **Lucro Líquido Gerencial** de R\$ 59 milhões no 4T13.

12.4.2) Status dos Projetos de Geração – Participação 100%

Na data deste relatório, o portfólio de projetos da CPFL Renováveis (participação de 100%) totalizava 1.773 MW de capacidade instalada em operação e 336 MW de capacidade em construção. As usinas em operação compreendem 38 PCHs (399 MW), 28 parques eólicos (1.003 MW), 8 usinas termelétricas a biomassa (370 MW) e 1 usina solar (1 MW). Ainda estão em construção 12 parques eólicos (312 MW) e 1 PCH (24 MW).

Adicionalmente, a CPFL Renováveis possui projetos eólicos e de PCHs em desenvolvimento totalizando 3.767 MW, perfazendo um portfólio total de 5.875 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	1.003	370	1	1.773
Em construção	24	312	-	-	336
Em desenvolvimento	626	3.141	-	-	3.767
TOTAL	1.049	4.455	370	1	5.875

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 120,9 MWmédios.

Parques Eólicos Complexo Morro dos Ventos II

Os Parques Eólicos Complexo Morro dos Ventos II, localizados no município de João Câmara/RN, encontram-se em fase de construção, sendo que estão previstos para entrar em operação gradualmente a partir do 2T16. A potência instalada é de 29,2 MW e a garantia física é de 15,3 MWmédios. A energia foi vendida por meio do 13º Leilão de Energia Nova, realizado em 2011 (preço: R\$ 125,14/MWh – setembro de 2014).

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 – setembro de 2014).

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 leilão A-5, realizado em dezembro de 2013 (preço: R\$ 125,04/MWh – setembro de 2014).

13) ANEXOS

13.1) Balanço Patrimonial (Ativo) – CPFL Energia

(em milhares de reais)



	Consolidado	
ATIVO	31/12/2014	31/12/2013
CIRCULANTE		
Caixa e Equivalentes de Caixa	4.357.455	4.206.422
Consumidores, Concessionárias e Permissionárias	2.251.124	2.007.789
Dividendo e Juros sobre Capital Próprio	54.483	55.265
Títulos e Valores Mobiliários	5.324	24.806
Tributos a Compensar	329.638	262.433
Derivativos	23.260	1.842
Ativo Financeiro Setorial	610.931	-
Estoques	18.505	21.625
Arrendamentos	12.396	10.757
Ativo Financeiro da Concessão	540.094	-
Outros Créditos	1.011.495	673.383
TOTAL DO CIRCULANTE	9.214.704	7.264.323
NÃO CIRCULANTE		
Consumidores, Concessionárias e Permissionárias	123.405	153.854
Coligadas, Controladas e Controladora	100.666	86.655
Depósitos Judiciais	1.162.477	1.143.179
Tributos a Compensar	144.383	173.362
Ativo Financeiro Setorial	321.788	-
Derivativos	584.917	316.648
Créditos Fiscais Diferidos	938.496	1.168.706
Arrendamentos	35.169	37.817
Ativo Financeiro da Concessão	2.834.522	2.787.073
Investimentos ao Custo	116.654	116.654
Outros Créditos	388.828	296.096
Investimentos	1.098.769	1.032.681
Imobilizado	8.878.064	7.717.419
Intangível	9.155.973	8.748.328
TOTAL DO NÃO CIRCULANTE	25.884.112	23.778.473
TOTAL DO ATIVO	35.098.816	31.042.796

13.2) Balanço Patrimonial (Passivo) – CPFL Energia

(em milhares de reais)



	Consolidado	
PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO	31/12/2014	31/12/2013
CIRCULANTE		
Fornecedores	2.374.147	1.884.693
Encargos de Dívidas	97.525	125.829
Encargos de Debêntures	293.108	162.134
Empréstimos e Financiamentos	1.093.500	1.514.626
Debêntures	2.042.075	34.872
Entidade de Previdência Privada	85.374	76.810
Taxas Regulamentares	43.795	32.379
Impostos, Taxas e Contribuições	436.267	318.063
Dividendo e Juros sobre Capital Próprio	19.086	21.224
Obrigações Estimadas com Pessoal	70.252	67.633
Derivativos	38	-
Passivo Financeiro Setorial	21.998	-
Uso do Bem Público	4.000	3.738
Outras Contas a Pagar	835.941	663.529
TOTAL DO CIRCULANTE	7.417.104	4.905.531
NÃO CIRCULANTE		
Fornecedores	633	-
Encargos de Dívidas	60.717	43.396
Encargos de Debêntures	-	32.177
Empréstimos e Financiamentos	9.426.634	7.546.144
Debêntures	6.136.400	7.562.219
Entidade de Previdência Privada	518.386	350.640
Impostos, Taxas e Contribuições	-	32.555
Débitos Fiscais Diferidos	1.385.498	1.117.146
Provisão para Riscos Fiscais, Cíveis e Trabalhistas	490.858	467.996
Derivativos	13.317	2.950
Uso do Bem Público	80.992	79.438
Outras Contas a Pagar	183.766	103.886
TOTAL DO NÃO CIRCULANTE	18.297.200	17.338.547
PATRIMÔNIO LÍQUIDO		
Capital Social	4.793.424	4.793.424
Reservas de Capital	468.082	287.630
Reserva Legal	650.811	603.352
Reserva de Retenção de Lucros para Investimento	-	108.987
Reserva Estatutária - Ativo Financeiro da Concessão	330.437	265.037
Reserva Estatutária - Reforço de Capital de Giro	554.888	-
Dividendo	-	567.802
Resultado Abrangente Acumulado	145.893	397.668
	6.943.535	7.023.899
Patrimônio líquido atribuído aos acionistas não controladores	2.440.978	1.774.819
TOTAL DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO	9.384.513	8.798.718
TOTAL DO PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO	35.098.816	31.042.796

13.3) Demonstração de Resultados – CPFL Energia (IFRS)

(em milhares de reais)



Consolidado - IFRS						
	4T14	4T13	Variação	2014	2013	Variação
RECEITA OPERACIONAL						
Fornecimento de Energia Elétrica ⁽¹⁾	4.301.517	3.472.473	23,9%	15.710.949	13.877.873	13,2%
Suprimento de Energia Elétrica	874.301	651.824	34,1%	3.144.864	2.522.419	24,7%
Receita com construção de infraestrutura	308.944	251.307	22,9%	944.997	1.004.399	-5,9%
Ativo e passivo financeiro setorial	910.720	-	-	910.720	-	-
Outras Receitas Operacionais ⁽¹⁾	403.689	502.782	-19,7%	2.084.849	1.934.676	7,8%
	6.799.170	4.878.385	39,4%	22.796.379	19.339.367	17,9%
DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL	(1.556.196)	(1.160.413)	34,1%	(5.490.436)	(4.705.511)	16,7%
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	5.242.974	3.717.973	41,0%	17.305.942	14.633.856	18,3%
CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA						
Energia Elétrica Comprada Para Revenda	(2.918.628)	(1.959.810)	48,9%	(10.157.635)	(7.468.718)	36,0%
Encargo de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição	(70.996)	(234.514)	-69,7%	(485.495)	(727.969)	-33,3%
	(2.989.625)	(2.194.324)	36,2%	(10.643.130)	(8.196.687)	29,8%
CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS						
Pessoal	(226.934)	(175.011)	29,7%	(852.471)	(723.602)	17,8%
Material	(29.708)	(26.868)	10,6%	(117.830)	(106.146)	11,0%
Serviços de Terceiros	(153.429)	(128.492)	19,4%	(526.019)	(487.024)	8,0%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(144.594)	(66.222)	118,3%	(476.023)	(629.327)	-24,4%
Custos com construção de infraestrutura	(306.214)	(251.307)	21,8%	(942.267)	(1.004.399)	-6,2%
Entidade de Previdência Privada	(12.041)	(10.302)	16,9%	(48.165)	(61.665)	-21,9%
Depreciação e Amortização	(243.240)	(192.108)	26,6%	(874.946)	(758.253)	15,4%
Amortização do Intangível da Concessão	(65.993)	(74.031)	-10,9%	(285.018)	(296.977)	-4,0%
	(1.182.153)	(924.341)	27,9%	(4.122.739)	(4.067.394)	1,4%
EBITDA (Conforme Instrução CVM nº 527/2012)	1.342.397	911.888	47,2%	3.760.903	3.547.112	6,0%
RESULTADO DO SERVIÇO	1.071.197	599.307	78,7%	2.540.073	2.369.775	7,2%
RESULTADO FINANCEIRO						
Receitas	242.264	270.526	-10,4%	890.436	699.208	27,3%
Despesas	(509.789)	(441.624)	15,4%	(1.979.890)	(1.670.651)	18,5%
	(267.525)	(171.098)	56,4%	(1.089.454)	(971.443)	12,1%
EQUIVALÊNCIA PATRIMONIAL						
Equivalência Patrimonial	(38.032)	46.441	-181,9%	60.866	122.106	-50,2%
Amortização Mais Valia de Ativos	(297)	(310)	-4,2%	(1.182)	(1.238)	-4,6%
	(38.328)	46.132	-183,1%	59.684	120.868	-50,6%
LUCRO ANTES DA TRIBUTAÇÃO	765.344	474.341	61,3%	1.510.304	1.519.200	-0,6%
Contribuição Social	(77.705)	(43.677)	77,9%	(168.989)	(156.756)	7,8%
Imposto de Renda	(218.022)	(107.808)	102,2%	(454.871)	(413.408)	10,0%
	(295.727)	(151.485)	95,3%	(623.860)	(570.164)	9,1%
LUCRO LÍQUIDO	469.616	322.856	45,5%	886.443	949.036	-6,6%
<i>Lucro líquido atribuído aos acionistas controladores</i>	<i>512.005</i>	<i>300.930</i>	<i>70,1%</i>	<i>949.177</i>	<i>937.418</i>	<i>1,3%</i>
<i>Lucro líquido atribuído aos acionistas não controladores</i>	<i>(42.389)</i>	<i>21.927</i>	<i>-293,3%</i>	<i>(62.733)</i>	<i>11.618</i>	<i>-640,0%</i>

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)

(Pro-forma, em milhares de reais)



Consolidado - Gerencial						
	4T14	4T13	Var.	2014	2013	Var.
RECEITA OPERACIONAL						
Fornecimento de Energia Elétrica ⁽¹⁾	4.301.517	3.456.275	24,5%	15.361.640	14.044.029	9,4%
Suprimento de Energia Elétrica	865.804	643.102	34,6%	3.272.367	2.434.365	34,4%
Receita com construção de infraestrutura	308.944	251.307	22,9%	944.997	1.004.399	-5,9%
Ativo e passivo financeiro setorial	357.293	-	-	357.293	-	-
Outras Receitas Operacionais ⁽¹⁾	401.851	502.899	-20,1%	2.080.201	1.935.492	7,5%
	6.235.409	4.853.582	28,5%	22.016.498	19.418.285	13,4%
DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL	(1.512.118)	(1.166.595)	29,6%	(5.384.629)	(4.732.407)	13,8%
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	4.723.291	3.686.987	28,1%	16.631.869	14.685.878	13,3%
CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA						
Energia Elétrica Comprada Para Revenda	(2.688.851)	(1.668.628)	61,1%	(8.703.378)	(6.926.459)	25,7%
Encargo de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição	(78.111)	(225.040)	-65,3%	(496.435)	(882.088)	-43,7%
	(2.766.961)	(1.893.668)	46,1%	(9.199.813)	(7.808.547)	17,8%
CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS						
Pessoal	(221.392)	(171.828)	28,8%	(832.780)	(708.273)	17,6%
Material	(200.382)	(113.100)	77,2%	(695.077)	(303.784)	128,8%
Serviços de Terceiros	(141.502)	(127.217)	11,2%	(500.955)	(482.659)	3,8%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(145.652)	(90.783)	60,4%	(495.829)	(408.869)	21,3%
Custos com construção de infraestrutura	(306.214)	(251.307)	21,8%	(942.267)	(1.004.399)	-6,2%
Entidade de Previdência Privada	(12.041)	(10.302)	16,9%	(48.165)	(61.665)	-21,9%
Depreciação e Amortização	(222.672)	(202.261)	10,1%	(849.547)	(784.728)	8,3%
Amortização do Intangível da Concessão	(53.280)	(64.580)	-17,5%	(231.297)	(252.050)	-8,2%
	(1.303.134)	(1.031.377)	26,3%	(4.595.916)	(4.006.427)	14,7%
EBITDA Gerencial²	929.147	1.028.783	-9,7%	3.916.032	3.907.681	0,2%
RESULTADO DO SERVIÇO	653.196	761.942	-14,3%	2.836.140	2.870.903	-1,2%
RESULTADO FINANCEIRO						
Receitas	237.443	273.244	-13,1%	926.802	751.342	23,4%
Despesas	(466.157)	(472.648)	-1,4%	(1.912.781)	(1.574.890)	21,5%
	(228.714)	(199.404)	14,7%	(985.979)	(823.547)	19,7%
EQUIVALÊNCIA PATRIMONIAL						
Equivalência Patrimonial	-	-	-	(953)	-	-
Amortização Mais Valia de Ativos	-	-	-	-	-	-
	-	-	-	(953)	-	-
LUCRO ANTES DA TRIBUTAÇÃO	424.481	562.538	-24,5%	1.849.209	2.047.356	-9,7%
Contribuição Social	(36.173)	(51.963)	-30,4%	(183.746)	(200.787)	-8,5%
Imposto de Renda	(107.970)	(133.894)	-19,4%	(506.768)	(542.296)	-6,6%
LUCRO LÍQUIDO Gerencial³	280.339	376.681	-25,6%	1.158.695	1.304.273	-11,2%

Notas:

- (1) Receita de TUSD do consumidor cativo reclassificada da linha de "outras receitas operacionais" para a linha de "receita de fornecimento de energia elétrica".
- (2) O EBITDA Gerencial considera, além dos itens acima, os ativos e passivos regulatórios e exclui os efeitos não-recorrentes;
- (3) O Lucro Líquido Gerencial considera os ativos e passivos regulatórios e exclui os efeitos não-recorrentes.

13.5) Fluxo de Caixa – CPFL Energia (em milhares de reais)



Consolidado		
	4T14	2014
Saldo Inicial do Caixa	4.000.285	4.206.422
Lucro Líquido Antes dos Tributos	765.344	1.510.304
Depreciação e Amortização	309.232	1.159.964
Encargos de Dívida e Atualizações Monetárias e Cambiais	314.831	1.486.061
Consumidores, Concessionárias e Permissionárias	171.211	(265.103)
Ativo Financeiro Setorial	(932.719)	(932.719)
Contas a Receber - Aporte CDE/CCEE	38.479	(352.379)
Fornecedores	409.088	470.982
Passivo Financeiro Setorial	21.998	21.998
Contas a Pagar - Aporte CDE	7.438	25.807
Encargos de Dívidas e Debêntures Pagos	(372.073)	(1.333.570)
Imposto de Renda e Contribuição Social Pagos	(116.674)	(552.070)
Outros	149.604	353.298
	415	82.269
Total de Atividades Operacionais	765.759	1.592.573
Atividades de Investimentos		
Valor Pago em Combinação de Negócios, Líquido do Caixa Adquirido	-	(68.464)
Caixa Incorporado em Combinação de Negócios	139.293	139.293
Aquisições de Imobilizado e Adições de Intangível	(308.077)	(1.061.867)
Outros	65.584	58.031
Total de Atividades de Investimentos	(103.200)	(933.007)
Atividades de Financiamento		
Aumento de Capital por Acionistas Não Controladores	217	1.123
Captação de Empréstimos e Debêntures	395.095	3.186.384
Amortização de Principal de Empréstimos e Debêntures, Líquida de Derivativos	(272.099)	(2.679.399)
Dividendo e Juros sobre o Capital Próprio Pagos	(428.602)	(1.016.641)
Outros	-	-
Total de Atividades de Financiamento	(305.389)	(508.533)
Geração de Caixa	357.170	151.033
Saldo Final do Caixa - 31/12/2014	4.357.455	4.357.455

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

(Pro-forma, em milhares de reais)



Geração Convencional (IFRS)						
	4T14	4T13	Var.	2014	2013	Var.
RECEITA OPERACIONAL						
Fornecimento de Energia Elétrica	-	-	-	-	-	-
Suprimento de Energia Elétrica	351.624	249.811	40,8%	1.277.421	974.650	31,1%
Outras Receitas Operacionais	1.282	1.166	10,0%	4.953	6.910	-28,3%
	352.906	250.977	40,6%	1.282.374	981.560	30,6%
DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL						
	(29.567)	(15.380)	92,2%	(93.235)	(57.556)	62,0%
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	323.339	235.597	37,2%	1.189.139	924.004	28,7%
CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA						
Energia Elétrica Comprada Para Revenda	(174.683)	(26.113)	568,9%	(462.734)	(128.251)	260,8%
Encargo de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição	(5.284)	(4.439)	19,0%	(19.302)	(16.661)	15,9%
	(179.967)	(30.553)	489,0%	(482.036)	(144.912)	232,6%
CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS						
Pessoal	(8.190)	(7.481)	9,5%	(32.093)	(30.905)	3,8%
Material	(313)	(174)	80,5%	(1.176)	(1.535)	-23,3%
Serviços de Terceiros	(4.659)	(5.081)	-8,3%	(16.356)	(15.564)	5,1%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(11.222)	(10.132)	10,8%	(38.741)	(37.328)	3,8%
Entidade de Previdência Privada	(19)	(23)	-16,3%	(77)	(481)	-84,0%
Depreciação e Amortização	(33.798)	(27.989)	20,8%	(115.841)	(113.785)	1,8%
Amortização do Intangível da Concessão	(4.148)	(3.899)	6,4%	(16.595)	(15.595)	6,4%
	(62.349)	(54.778)	13,8%	(220.879)	(215.193)	2,6%
EBITDA	80.936	228.595	-64,6%	679.510	815.385	-16,7%
RESULTADO DO SERVIÇO	81.023	150.266	-46,1%	486.225	563.899	-13,8%
RESULTADO FINANCEIRO						
Receitas	21.162	16.950	24,8%	92.326	40.005	130,8%
Despesas	(117.380)	(102.407)	14,6%	(482.800)	(338.783)	42,5%
Juros Sobre o Capital Próprio	-	-	-	-	-	-
	(96.218)	(85.457)	12,6%	(390.473)	(298.778)	30,7%
EQUIVALÊNCIA PATRIMONIAL						
Equivalência Patrimonial	(38.033)	46.441	-	60.850	122.106	-50,2%
(-)Amortização Mais Valia de Ativos	(295)	(310)	-4,6%	(1.182)	(1.238)	-4,6%
	(38.328)	46.132	-	59.668	120.868	-50,6%
LUCRO ANTES DA TRIBUTAÇÃO	(53.523)	110.941	-	155.420	385.989	-59,7%
Contribuição Social	298	(3.178)	-	(9.696)	(18.611)	-47,9%
Imposto de Renda	1.214	(8.397)	-	(26.595)	(51.326)	-48,2%
LUCRO LÍQUIDO	(52.011)	99.366	-	119.128	316.052	-62,3%
<i>Lucro líquido atribuído aos acionistas controladores</i>	<i>(40.549)</i>	<i>88.975</i>	<i>-</i>	<i>109.080</i>	<i>284.582</i>	<i>-61,7%</i>
<i>Lucro líquido atribuído aos acionistas não controladores</i>	<i>(11.462)</i>	<i>10.392</i>	<i>-</i>	<i>10.049</i>	<i>31.469</i>	<i>-68,1%</i>

13.7) Demonstração de Resultados - Segmento de Geração Convencional (Gerencial)

(Pro-forma, em milhares de reais)



Geração Convencional (Gerencial)						
	4T14	4T13	Var.	2014	2013	Var.
RECEITA OPERACIONAL						
Fornecimento de Energia Elétrica	-	-	-	-	-	-
Suprimento de Energia Elétrica	710.781	505.590	40,6%	2.670.838	1.831.998	45,8%
Outras Receitas Operacionais	913	814	12,2%	3.158	4.791	-34,1%
	711.694	506.405	40,5%	2.673.996	1.836.789	45,6%
DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL	(63.077)	(37.609)	67,7%	(217.532)	(132.673)	64,0%
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	648.617	468.795	38,4%	2.456.464	1.704.116	44,1%
CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA						
Energia Elétrica Comprada Para Revenda	(154.677)	(24.700)	526,2%	(424.096)	(118.766)	257,1%
Encargo de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição	(20.466)	(18.021)	13,6%	(76.180)	(71.006)	7,3%
	(175.143)	(42.721)	310,0%	(500.276)	(189.772)	163,6%
CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS						
Pessoal	(11.336)	(9.677)	17,1%	(42.143)	(39.245)	7,4%
Material	(171.667)	(88.502)	94,0%	(581.511)	(204.008)	185,0%
Serviços de Terceiros	(10.923)	(11.024)	-0,9%	(38.964)	(38.102)	2,3%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(21.649)	(7.224)	199,7%	(74.194)	(54.845)	35,3%
Entidade de Previdência Privada	(19)	(23)	-16,3%	(77)	(481)	-84,0%
Depreciação e Amortização	(58.400)	(54.799)	6,6%	(222.171)	(219.465)	1,2%
Amortização do Intangível da Concessão	(4.444)	(4.208)	5,6%	(17.777)	(16.833)	5,6%
	(278.438)	(175.458)	58,7%	(976.837)	(572.979)	70,5%
EBITDA	257.879	309.625	-16,7%	1.218.346	1.177.664	3,5%
RESULTADO DO SERVIÇO	195.035	250.617	-22,2%	979.351	941.365	4,0%
RESULTADO FINANCEIRO						
Receitas	26.940	20.338	32,5%	114.841	49.819	130,5%
Despesas	(155.960)	(148.001)	5,4%	(634.271)	(492.812)	28,7%
Juros Sobre o Capital Próprio	-	-	-	-	-	-
	(129.020)	(127.663)	1,1%	(519.430)	(442.993)	17,3%
EQUIVALÊNCIA PATRIMONIAL						
Equivalência Patrimonial	-	-	-	(953)	-	-
(-) Amortização Mais Valia de Ativos	-	-	-	-	-	-
	-	-	-	(953)	-	-
LUCRO ANTES DA TRIBUTAÇÃO	66.015	122.954	-46,3%	458.969	498.372	-7,9%
Contribuição Social	(7.165)	(8.501)	-15,7%	(42.930)	(40.090)	7,1%
Imposto de Renda	(18.666)	(22.228)	-16,0%	(117.377)	(109.277)	7,4%
LUCRO LÍQUIDO	40.184	92.226	-56,4%	298.661	349.004	-14,4%

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

13.8) Demonstração de Resultados – CPFL Renováveis (IFRS)

(em milhares de reais)



Consolidado - IFRS (Participação 100 %)						
	4T14	4T13	Variação	2014	2013	Variação
RECEITA OPERACIONAL						
Fornecimento de Energia Elétrica	-	-	-	-	-	-
Suprimento de Energia Elétrica	394.688	356.639	10,7%	1.334.285	1.086.014	22,9%
Outras Receitas Operacionais	3.302	519	536,5%	4.171	1.405	196,9%
	397.990	357.158	11,4%	1.338.456	1.087.419	23,1%
DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL	(28.628)	(23.040)	24,3%	(90.829)	(68.807)	32,0%
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	369.362	334.118	10,5%	1.247.627	1.018.612	22,5%
CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA						
Energia Elétrica Comprada Para Revenda	(65.683)	(91.756)	-28,4%	(297.881)	(225.878)	31,9%
Encargo de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição	(17.414)	(11.706)	48,8%	(56.506)	(41.638)	35,7%
	(83.097)	(103.462)	-19,7%	(354.387)	(267.515)	32,5%
CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS						
Pessoal	(17.955)	(17.464)	2,8%	(69.097)	(67.669)	2,1%
Material	(1.406)	(6.261)	-77,5%	(7.391)	(14.620)	-49,4%
Serviços de Terceiros	(37.951)	(23.835)	59,2%	(110.779)	(77.751)	42,5%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(19.593)	(7.524)	160,4%	(42.425)	(27.952)	51,8%
Depreciação e Amortização	(93.348)	(54.419)	71,5%	(303.704)	(220.078)	38,0%
Amortização do Intangível da Concessão	(26.883)	(31.856)	-15,6%	(128.563)	(128.277)	0,2%
	(197.136)	(141.359)	39,5%	(661.960)	(536.346)	23,4%
EBITDA (IFRS) (1)	209.359	175.572	19,2%	663.547	563.105	17,8%
RESULTADO DO SERVIÇO	89.128	89.297	-0,2%	231.280	214.750	7,7%
RESULTADO FINANCEIRO						
Receitas	28.160	20.951	34,4%	98.991	55.083	79,7%
Despesas	(164.150)	(82.173)	99,8%	(463.988)	(314.243)	47,7%
	(135.990)	(61.222)	122,1%	(364.997)	(259.160)	40,8%
LUCRO ANTES DA TRIBUTAÇÃO	(46.862)	28.075	-	(133.717)	(44.410)	201,1%
Contribuição Social	(8.239)	(3.183)	158,8%	(16.313)	(8.909)	83,1%
Imposto de Renda	(10.143)	2.896	-	(17.332)	(1.699)	920,4%
LUCRO LÍQUIDO (IFRS)	(65.243)	27.787	-	(167.361)	(55.017)	204,2%
Lucro líquido atribuído aos acionistas controladores	(66.473)	27.810	-	(168.771)	(54.947)	207,2%
Lucro líquido atribuído aos acionistas não controladores	1.230	(22)	-	1.410	(70)	-

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)						
	4T14	4T13	Variação	2014	2013	Variação
RECEITA OPERACIONAL						
Fornecimento de Energia Elétrica	-	-	-	-	-	-
Suprimento de Energia Elétrica	203.697	241.173	-15,5%	756.503	695.159	8,8%
Outras Receitas Operacionais	1.704	348	390,1%	2.215	899	146,3%
	205.401	241.521	-15,0%	758.719	696.058	9,0%
DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL	(14.775)	(15.557)	-5,0%	(51.370)	(44.043)	16,6%
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	190.626	225.964	-15,6%	707.348	652.014	8,5%
CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA						
Energia Elétrica Comprada Para Revenda	(16.868)	(18.072)	-6,7%	(69.416)	(39.724)	74,7%
Encargo de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição	(8.987)	(8.022)	12,0%	(31.987)	(26.419)	21,1%
	(25.855)	(26.094)	-0,9%	(101.403)	(66.142)	53,3%
CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS						
Pessoal	(9.266)	(12.085)	-23,3%	(39.356)	(44.000)	-10,6%
Material	(726)	(4.155)	-82,5%	(4.247)	(9.358)	-54,6%
Serviços de Terceiros	(19.587)	(16.191)	21,0%	(62.434)	(49.083)	27,2%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(10.112)	(5.159)	96,0%	(23.545)	(17.892)	31,6%
Depreciação e Amortização	(48.178)	(37.761)	27,6%	(171.938)	(140.872)	22,1%
Amortização do Intangível da Concessão	(13.875)	(22.095)	-37,2%	(73.697)	(82.110)	-10,2%
	(101.743)	(97.445)	4,4%	(375.217)	(343.316)	9,3%
EBITDA Gerencial ⁽¹⁾	125.080	162.281	-22,9%	476.364	465.538	2,3%
RESULTADO DO SERVIÇO	63.027	102.425	-38,5%	230.728	242.556	-4,9%
RESULTADO FINANCEIRO						
Receitas	14.533	14.014	3,7%	56.206	35.259	59,4%
Despesas	(84.718)	(56.700)	49,4%	(261.125)	(201.147)	29,8%
	(70.184)	(42.686)	64,4%	(204.919)	(165.888)	23,5%
LUCRO ANTES DA TRIBUTAÇÃO	(7.157)	59.740	-	25.809	76.668	-66,3%
Contribuição Social	(4.252)	(2.139)	98,8%	(9.002)	(5.799)	55,2%
Imposto de Renda	(5.235)	1.772	-	(9.464)	(1.356)	597,9%
LUCRO LÍQUIDO Gerencial ⁽¹⁾	(16.644)	59.373	-	7.343	69.513	-89,4%

Nota: 1) Participação proporcional – Não-Recorrentes.

13.10) Demonstração de Resultados – Segmento de Distribuição (IFRS) (Pro-forma, em milhares de reais)



Consolidado						
	4T14	4T13	Varição	2014	2013	Varição
RECEITA OPERACIONAL						
Fornecimento de Energia Elétrica ⁽¹⁾	4.066.993	3.243.404	25,4%	14.789.026	12.963.064	14,1%
Encargos Emergenciais - ECE/EAAE	1	2	-47,1%	2	(254)	
Suprimento de Energia Elétrica	10.639	38.505	-72,4%	230.620	165.000	39,8%
Receita com construção de infraestrutura	269.179	247.049	9,0%	877.409	997.165	-12,0%
Receita Disp. Rede Elétrica - TUSD	258.854	224.819	15,1%	976.518	954.262	2,3%
Ativo e passivo financeiro setorial	910.720	-		910.720	-	
Outras Receitas Operacionais ⁽¹⁾	106.882	237.317	-55,0%	986.415	868.667	13,6%
	5.623.269	3.991.096	40,9%	18.770.709	15.947.904	17,7%
DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL	(1.441.933)	(1.073.924)	34,3%	(5.105.310)	(4.380.077)	16,6%
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	4.181.336	2.917.172	43,3%	13.665.399	11.567.827	18,1%
CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA						
Energia Elétrica Comprada Para Revenda	(2.408.307)	(1.683.613)	43,0%	(8.581.937)	(6.171.814)	39,1%
Encargo de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição	(49.253)	(219.267)	-77,5%	(416.962)	(669.504)	-37,7%
	(2.457.560)	(1.902.880)	29,1%	(8.998.898)	(6.841.318)	31,5%
CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS						
Pessoal	(159.502)	(120.718)	32,1%	(601.922)	(504.605)	19,3%
Material	(21.469)	(15.497)	38,5%	(84.307)	(73.043)	15,4%
Serviços de Terceiros	(138.930)	(101.337)	37,1%	(480.750)	(406.600)	18,2%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(108.279)	(49.756)	117,6%	(393.753)	(568.423)	-30,7%
Custos com construção de infraestrutura	(269.179)	(247.049)	9,0%	(877.409)	(997.165)	-12,0%
Entidade de Previdência Privada	(12.022)	(10.279)	17,0%	(48.088)	(61.184)	-21,4%
Depreciação e Amortização	(112.333)	(106.484)	5,5%	(441.987)	(415.565)	6,4%
Amortização do Intangível da Concessão	(5.107)	(5.486)	-6,9%	(20.441)	(21.945)	-6,9%
	(826.821)	(656.606)	25,9%	(2.948.656)	(3.048.531)	-3,3%
EBITDA (IFRS)⁽¹⁾	1.014.395	469.656	116,0%	2.180.272	2.115.488	3,1%
RESULTADO DO SERVIÇO	896.955	357.686	150,8%	1.717.844	1.677.978	2,4%
RESULTADO FINANCEIRO						
Receitas	164.909	210.646	-21,7%	552.918	512.598	7,9%
Despesas	(178.508)	(221.455)	-19,4%	(861.541)	(914.339)	-5,8%
	(13.598)	(10.809)	25,8%	(308.623)	(401.741)	-23,2%
LUCRO ANTES DA TRIBUTAÇÃO	883.357	346.877	154,7%	1.409.222	1.276.237	10,4%
Contribuição Social	(70.022)	(28.029)	149,8%	(126.225)	(113.335)	11,4%
Imposto de Renda	(182.950)	(76.027)	140,6%	(335.038)	(310.377)	7,9%
Lucro Líquido (IFRS)	630.385	242.821	159,6%	947.958	852.525	11,2%

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						
	4T14	4T13	Varição	2014	2013	Varição
RECEITA OPERACIONAL						
Fornecimento de Energia Elétrica ⁽¹⁾	4.424.286	3.227.201	37,1%	15.445.692	13.129.220	17,6%
Encargos Emergenciais - ECE/EAAE	1	2	-47,1%	2	(254)	
Suprimento de Energia Elétrica	10.639	38.505	-72,4%	230.620	165.000	39,8%
Receita com construção de infraestrutura	269.179	247.049	9,0%	877.409	997.165	-12,0%
Receita Disp. Rede Elétrica - TUSD	258.854	224.819	15,1%	976.518	954.262	2,3%
Componentes tarifários	-	-		-	-	
Outras Receitas Operacionais ⁽¹⁾	106.882	237.317	-55,0%	986.415	868.667	13,6%
	5.069.842	3.974.893	27,5%	18.516.654	16.114.060	14,9%
DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL	(1.394.444)	(1.080.039)	29,1%	(5.073.477)	(4.400.508)	15,3%
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	3.675.398	2.894.854	27,0%	13.443.178	11.713.552	14,8%
CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA						
Energia Elétrica Comprada Para Revenda	(2.408.307)	(1.601.116)	50,4%	(8.581.937)	(6.339.380)	35,4%
Encargo de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição	(49.253)	(199.598)	-75,3%	(391.008)	(782.620)	-50,0%
	(2.457.560)	(1.800.714)	36,5%	(8.972.944)	(7.122.000)	26,0%
CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS						
Pessoal	(159.502)	(120.718)	32,1%	(601.922)	(504.605)	19,3%
Material	(21.469)	(15.497)	38,5%	(84.307)	(73.043)	15,4%
Serviços de Terceiros	(138.930)	(101.337)	37,1%	(480.750)	(406.600)	18,2%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(108.279)	(79.871)	35,6%	(393.753)	(338.084)	16,5%
Custos com construção de infraestrutura	(269.179)	(247.049)	9,0%	(877.409)	(997.165)	-12,0%
Entidade de Previdência Privada	(12.022)	(10.279)	17,0%	(48.088)	(61.184)	-21,4%
Depreciação e Amortização	(112.333)	(106.484)	5,5%	(441.987)	(415.565)	6,4%
Amortização do Intangível da Concessão	(5.107)	(5.486)	-6,9%	(20.441)	(21.945)	-6,9%
	(826.821)	(686.721)	20,4%	(2.948.656)	(2.818.192)	4,6%
EBITDA Gerencial⁽¹⁾	508.457	519.389	-2,1%	1.984.004	2.210.870	-10,3%
RESULTADO DO SERVIÇO	391.017	407.419	-4,0%	1.521.577	1.773.360	-14,2%
RESULTADO FINANCEIRO						
Receitas	170.718	219.154	-22,1%	599.045	681.310	-12,1%
Despesas	(178.508)	(234.600)	-23,9%	(835.315)	(884.212)	-5,5%
	(7.789)	(15.445)	-49,6%	(236.270)	(202.902)	16,4%
LUCRO ANTES DA TRIBUTAÇÃO	383.228	391.974	-2,2%	1.285.307	1.570.458	-18,2%
Contribuição Social	(25.011)	(32.088)	-22,1%	(115.073)	(139.815)	-17,7%
Imposto de Renda	(57.918)	(87.301)	-33,7%	(304.060)	(383.932)	-20,8%
Lucro Líquido Gerencial⁽²⁾	300.299	272.585	10,2%	866.175	1.046.711	-17,2%

Notas:

(1) O EBITDA Gerencial considera, além dos itens acima, os ativos e passivos regulatórios e exclui os efeitos não-recorrentes e outros ajustes;

(2) O Lucro Líquido Gerencial considera os ativos e passivos regulatórios e exclui os efeitos não-recorrentes e outros ajustes.

13.12) Desempenho Econômico-Financeiro por Distribuidora (Pro-forma, em milhares de reais)

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

CPFL PAULISTA						
	4T14	4T13	Var.	2014	2013	Var.
Receita Operacional Bruta	2.922.054	2.085.042	40,1%	10.003.055	8.296.412	20,6%
Receita Operacional Líquida	2.152.010	1.507.806	42,7%	7.250.808	6.024.019	20,4%
Custo com Energia Elétrica	(1.293.106)	(968.057)	33,6%	(4.893.509)	(3.501.753)	39,7%
Custos e Despesas Operacionais	(397.354)	(311.247)	27,7%	(1.458.976)	(1.437.861)	1,5%
Resultado do Serviço	461.550	228.502	102,0%	898.323	1.084.404	-17,2%
EBITDA (IFRS)⁽¹⁾	515.137	279.549	84,3%	1.109.568	1.283.796	-13,6%
EBITDA (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios)⁽²⁾	262.191	289.828	-9,5%	952.748	1.060.038	-10,1%
Resultado Financeiro	747	(2.574)		(136.942)	(144.436)	-5,2%
Lucro antes da Tributação	462.297	225.928	104,6%	761.381	939.969	-19,0%
LUCRO LÍQUIDO (IFRS)	321.152	151.731	111,7%	502.719	620.412	-19,0%
LUCRO LÍQUIDO (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios)⁽³⁾	159.096	159.160	0,0%	408.845	478.891	-14,6%

CPFL PIRATINGA						
	4T14	4T13	Var.	2014	2013	Var.
Receita Operacional Bruta	1.380.696	916.606	50,6%	4.203.126	3.537.831	18,8%
Receita Operacional Líquida	1.038.319	665.803	55,9%	3.027.400	2.480.262	22,1%
Custo com Energia Elétrica	(585.778)	(484.599)	20,9%	(2.038.699)	(1.620.996)	25,8%
Custos e Despesas Operacionais	(186.559)	(130.711)	42,7%	(626.926)	(653.232)	-4,0%
Resultado do Serviço	265.981	50.492	426,8%	361.775	206.034	75,6%
EBITDA (IFRS)⁽¹⁾	289.183	72.383	299,5%	452.905	292.364	54,9%
EBITDA (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios)⁽²⁾	123.471	106.073	16,4%	449.899	318.539	41,2%
Resultado Financeiro	(6.593)	6.001		(77.412)	(71.762)	7,9%
Lucro antes da Tributação	259.388	56.493	359,1%	284.363	134.271	111,8%
LUCRO LÍQUIDO (IFRS)	179.459	39.798	350,9%	187.715	82.985	126,2%
LUCRO LÍQUIDO (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios)⁽³⁾	65.954	56.802	16,1%	198.270	100.653	97,0%

RGE						
	4T14	4T13	Var.	2014	2013	Var.
Receita Operacional Bruta	1.065.623	769.898	38,4%	3.585.290	3.258.722	10,0%
Receita Operacional Líquida	797.608	577.112	38,2%	2.648.483	2.421.550	9,4%
Custo com Energia Elétrica	(483.308)	(353.163)	36,9%	(1.676.606)	(1.360.532)	23,2%
Custos e Despesas Operacionais	(178.669)	(167.669)	6,6%	(643.463)	(753.559)	-14,6%
Resultado do Serviço	135.631	56.280	141,0%	328.414	307.460	6,8%
EBITDA (IFRS)⁽¹⁾	168.236	88.251	90,6%	457.247	430.756	6,1%
EBITDA (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios)⁽²⁾	88.017	102.523	-14,1%	394.395	438.863	-10,1%
Resultado Financeiro	(10.370)	(7.167)	44,7%	(83.571)	(140.373)	-40,5%
Lucro antes da Tributação	125.261	49.113	155,0%	244.843	167.087	46,5%
LUCRO LÍQUIDO (IFRS)	102.143	40.065	154,9%	177.672	126.851	40,1%
LUCRO LÍQUIDO (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios)⁽³⁾	52.007	50.907	2,2%	144.193	132.696	8,7%

CPFL SANTA CRUZ						
	4T14	4T13	Var.	2014	2013	Var.
Receita Operacional Bruta	144.061	99.976	44,1%	497.310	370.728	34,1%
Receita Operacional Líquida	113.122	77.852	45,3%	380.601	281.465	35,2%
Custo com Energia Elétrica	(53.666)	(48.794)	10,0%	(207.796)	(174.623)	19,0%
Custos e Despesas Operacionais	(25.283)	(24.206)	4,4%	(94.302)	(96.088)	-1,9%
Resultado do Serviço	34.173	4.852	604,3%	78.504	10.755	630,0%
EBITDA (IFRS)⁽¹⁾	37.740	8.177	361,5%	92.447	23.777	288,8%
EBITDA (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios)⁽²⁾	15.989	24.671	-35,2%	64.061	46.283	38,4%
Resultado Financeiro	2.125	1.242	71,1%	(5.762)	(9.336)	-38,3%
Lucro antes da Tributação	36.297	6.094	495,7%	72.742	1.419	5028,0%
LUCRO LÍQUIDO (IFRS)	25.887	3.738	592,5%	49.052	(143)	
LUCRO LÍQUIDO (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios)⁽³⁾	11.977	15.044	-20,4%	31.280	14.551	115,0%

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 Regulatórios) considera, além dos itens acima, os ativos e passivos regulatórios;
- (3) O Lucro Líquido (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios) considera os ativos e passivos regulatórios.

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

CPFL LESTE PAULISTA						
	4T14	4T13	Var.	2014	2013	Var.
Receita Operacional Bruta	23.731	29.025	-18,2%	113.633	119.336	-4,8%
Receita Operacional Líquida	17.686	21.915	-19,3%	87.530	91.945	-4,8%
Custo com Energia Elétrica	(8.994)	(11.084)	-18,9%	(40.958)	(44.781)	-8,5%
Custos e Despesas Operacionais	(12.418)	(3.277)	279,0%	(35.794)	(28.276)	26,6%
Resultado do Serviço	(3.726)	7.554	-149,3%	10.778	18.887	-42,9%
EBITDA (IFRS)⁽¹⁾	(2.300)	8.507		16.317	23.822	-31,5%
EBITDA (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios)⁽²⁾	4.507	8.258	-45,4%	20.490	21.422	-4,4%
Resultado Financeiro	(130)	540	-124,1%	(439)	(9.150)	-95,2%
Lucro antes da Tributação	(3.856)	8.094	-147,6%	10.339	9.737	6,2%
LUCRO LÍQUIDO (IFRS)	(1.855)	6.293		7.173	6.826	5,1%
LUCRO LÍQUIDO (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios)⁽³⁾	2.586	6.071	-57,4%	9.727	4.982	95,2%

CPFL SUL PAULISTA						
	4T14	4T13	Var.	2014	2013	Var.
Receita Operacional Bruta	33.660	35.354	-4,8%	148.150	147.824	0,2%
Receita Operacional Líquida	24.451	26.514	-7,8%	110.624	111.195	-0,5%
Custo com Energia Elétrica	(12.053)	(15.450)	-22,0%	(53.405)	(57.915)	-7,8%
Custos e Despesas Operacionais	(13.493)	(6.151)	119,4%	(40.021)	(34.191)	17,1%
Resultado do Serviço	(1.095)	4.913		17.199	19.089	-9,9%
EBITDA (IFRS)⁽¹⁾	316	6.202	-94,9%	22.628	23.933	-5,5%
EBITDA (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios)⁽²⁾	4.782	7.568	-36,8%	26.275	21.363	23,0%
Resultado Financeiro	908	435	108,7%	(377)	(8.736)	-95,7%
Lucro antes da Tributação	(187)	5.348		16.822	10.353	62,5%
LUCRO LÍQUIDO (IFRS)	332	3.642	-90,9%	11.351	6.743	68,3%
LUCRO LÍQUIDO (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios)⁽³⁾	3.198	4.513	-29,1%	13.593	4.937	175,3%

CPFL JAGUARI						
	4T14	4T13	Var.	2014	2013	Var.
Receita Operacional Bruta	37.219	32.864	13,2%	145.399	131.418	10,6%
Receita Operacional Líquida	26.994	23.572	14,5%	105.516	94.459	11,7%
Custo com Energia Elétrica	(17.154)	(16.985)	1,0%	(70.436)	(63.452)	11,0%
Custos e Despesas Operacionais	(8.013)	(8.615)	-7,0%	(27.370)	(24.553)	11,5%
Resultado do Serviço	1.827	(2.028)		7.711	6.455	19,5%
EBITDA (IFRS)⁽¹⁾	2.647	(1.277)	-307,3%	10.872	9.378	15,9%
EBITDA (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios)⁽²⁾	3.153	(219)		15.848	8.313	90,6%
Resultado Financeiro	(193)	(9.638)	-98,0%	(3.970)	(16.156)	-75,4%
Lucro antes da Tributação	1.635	(11.665)		3.740	(9.702)	
LUCRO LÍQUIDO (IFRS)	1.155	(7.544)		2.027	(6.631)	
LUCRO LÍQUIDO (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios)⁽³⁾	1.489	(7.006)		5.130	(7.403)	

CPFL MOCOCA						
	4T14	4T13	Var.	2014	2013	Var.
Receita Operacional Bruta	20.706	25.299	-18,2%	88.887	97.878	-9,2%
Receita Operacional Líquida	15.347	19.322	-20,6%	67.491	74.160	-9,0%
Custo com Energia Elétrica	(6.257)	(7.166)	-12,7%	(28.150)	(27.251)	3,3%
Custos e Despesas Operacionais	(6.477)	(5.036)	28,6%	(24.200)	(22.015)	9,9%
Resultado do Serviço	2.613	7.120	-63,3%	15.141	24.895	-39,2%
EBITDA (IFRS)⁽¹⁾	3.437	7.864	-56,3%	18.286	27.663	-33,9%
EBITDA (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios)⁽²⁾	6.346	5.542	14,5%	20.987	19.693	6,6%
Resultado Financeiro	(92)	353		(150)	(1.792)	-91,7%
Lucro antes da Tributação	2.521	7.473	-66,3%	14.992	23.102	-35,1%
LUCRO LÍQUIDO (IFRS)	2.111	5.099	-58,6%	10.248	15.482	-33,8%
LUCRO LÍQUIDO (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios)⁽³⁾	3.991	3.498	14,1%	11.889	10.026	18,6%

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 Regulatórios) considera, além dos itens acima, os ativos e passivos regulatórios;
 (3) O Lucro Líquido (IFRS + Ativos e Passivos Regulatórios) considera os ativos e passivos regulatórios.

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

CPFL Paulista						
	4T14	4T13	Var.	2014	2013	Var.
Residencial	2.362	2.230	5,9%	9.192	8.620	6,6%
Industrial	3.019	3.096	-2,5%	11.782	12.157	-3,1%
Comercial	1.542	1.409	9,4%	5.809	5.379	8,0%
Outros	1.123	1.070	5,0%	4.332	4.090	5,9%
Total	8.045	7.804	3,1%	31.114	30.246	2,9%

CPFL Piratininga						
	4T14	4T13	Var.	2014	2013	Var.
Residencial	998	953	4,7%	4.036	3.807	6,0%
Industrial	1.992	2.133	-6,6%	8.021	8.481	-5,4%
Comercial	623	576	8,2%	2.401	2.214	8,5%
Outros	280	278	0,7%	1.118	1.099	1,8%
Total	3.893	3.940	-1,2%	15.577	15.601	-0,2%

RGE						
	4T14	4T13	Var.	2014	2013	Var.
Residencial	623	582	7,0%	2.505	2.276	10,1%
Industrial	953	962	-0,9%	3.696	3.770	-2,0%
Comercial	377	354	6,6%	1.475	1.366	8,0%
Outros	678	633	7,1%	2.699	2.478	8,9%
Total	2.631	2.531	4,0%	10.376	9.890	4,9%

CPFL Santa Cruz						
	4T14	4T13	Var.	2014	2013	Var.
Residencial	90	85	5,7%	358	336	6,6%
Industrial	58	56	3,1%	228	225	1,3%
Comercial	44	42	5,0%	170	163	4,8%
Outros	101	98	3,8%	386	351	9,9%
Total	294	281	4,4%	1.142	1.074	6,3%

CPFL Jaguarí						
	4T14	4T13	Var.	2014	2013	Var.
Residencial	23	21	6,1%	89	84	6,1%
Industrial	101	110	-8,2%	394	406	-3,0%
Comercial	14	12	11,7%	51	49	5,0%
Outros	10	10	-3,1%	39	39	-1,5%
Total	147	153	-4,3%	573	578	-0,9%

CPFL Mococa						
	4T14	4T13	Var.	2014	2013	Var.
Residencial	19	18	6,3%	75	71	5,5%
Industrial	17	17	-4,7%	67	68	-1,6%
Comercial	9	8	6,9%	33	31	5,5%
Outros	16	15	8,3%	63	58	9,5%
Total	60	58	3,7%	238	228	4,4%

CPFL Leste Paulista						
	4T14	4T13	Var.	2014	2013	Var.
Residencial	25	24	5,0%	100	95	5,8%
Industrial	20	21	-5,4%	75	83	-10,1%
Comercial	12	11	6,1%	46	44	3,7%
Outros	31	28	12,9%	122	107	14,1%
Total	88	84	5,1%	343	329	4,2%

CPFL Sul Paulista						
	4T14	4T13	Var.	2014	2013	Var.
Residencial	36	35	4,4%	146	138	5,6%
Industrial	84	73	16,3%	303	229	32,1%
Comercial	15	14	8,7%	59	60	-2,8%
Outros	23	23	2,7%	93	90	3,6%
Total	160	144	10,5%	601	518	16,0%

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

CPFL Paulista						
	4T14	4T13	Var.	2014	2013	Var.
Residencial	2.362	2.230	5,9%	9.192	8.620	6,6%
Industrial	1.074	1.061	1,2%	4.142	4.244	-2,4%
Comercial	1.403	1.308	7,3%	5.323	5.016	6,1%
Outros	1.088	1.036	5,0%	4.196	3.960	6,0%
Total	5.927	5.635	5,2%	22.853	21.841	4,6%

CPFL Piratininga						
	4T14	4T13	Var.	2014	2013	Var.
Residencial	998	953	4,7%	4.036	3.807	6,0%
Industrial	589	592	-0,5%	2.265	2.318	-2,3%
Comercial	557	518	7,7%	2.158	1.990	8,4%
Outros	270	265	1,6%	1.073	1.054	1,8%
Total	2.414	2.328	3,7%	9.532	9.169	4,0%

RGE						
	4T14	4T13	Var.	2014	2013	Var.
Residencial	623	582	7,0%	2.505	2.276	10,1%
Industrial	437	436	0,1%	1.692	1.741	-2,8%
Comercial	356	335	6,2%	1.391	1.298	7,2%
Outros	678	633	7,1%	2.699	2.478	8,9%
Total	2.093	1.987	5,4%	8.288	7.792	6,4%

CPFL Santa Cruz						
	4T14	4T13	Var.	2014	2013	Var.
Residencial	90	85	5,7%	358	336	6,6%
Industrial	47	45	4,0%	183	179	2,0%
Comercial	44	42	5,0%	170	163	4,6%
Outros	101	98	3,8%	386	351	9,9%
Total	282	270	4,6%	1.097	1.029	6,6%

CPFL Jaguarí						
	4T14	4T13	Var.	2014	2013	Var.
Residencial	23	21	6,1%	89	84	6,1%
Industrial	85	83	3,0%	323	306	5,6%
Comercial	14	12	11,7%	51	49	5,0%
Outros	10	10	-3,1%	39	39	-1,5%
Total	131	126	3,9%	502	478	5,1%

CPFL Mococa						
	4T14	4T13	Var.	2014	2013	Var.
Residencial	19	18	6,3%	75	71	5,5%
Industrial	10	10	-3,3%	40	41	-2,6%
Comercial	9	8	6,9%	33	31	5,5%
Outros	16	15	8,3%	63	58	9,5%
Total	54	51	5,1%	211	201	5,0%

CPFL Leste Paulista						
	4T14	4T13	Var.	2014	2013	Var.
Residencial	25	24	5,0%	100	95	5,8%
Industrial	7	7	7,1%	27	28	-0,6%
Comercial	12	11	6,1%	46	44	3,7%
Outros	31	28	12,9%	122	107	14,1%
Total	76	70	8,5%	296	273	8,1%

CPFL Sul Paulista						
	4T14	4T13	Var.	2014	2013	Var.
Residencial	36	35	4,4%	146	138	5,6%
Industrial	23	20	13,9%	84	82	3,3%
Comercial	15	14	8,7%	59	56	5,0%
Outros	23	23	2,7%	93	90	3,6%
Total	98	92	6,7%	382	366	4,5%