

Relatório da Administração

Senhores acionistas,

Atendendo às disposições legais e estatutárias, a Administração da Companhia Piratininga de Força e Luz (CPFL Piratininga) submete à apreciação dos senhores o Relatório da Administração e as demonstrações financeiras da companhia, com o relatório dos auditores independentes, referentes ao exercício social findo em 31 de dezembro de 2015. Todas as comparações realizadas neste relatório levam em consideração os dados da companhia em relação ao exercício de 2014, exceto quando especificado em contrário.

1. Considerações iniciais

Em 2015, a CPFL Piratininga cumpriu com sua agenda estratégica, atendendo com eficiência as demandas de 1,7 milhão de clientes, em 27 municípios do Estado de São Paulo.

As vendas de energia para o mercado cativo registraram uma queda de 3,1%. As vendas na área de concessão tiveram queda 4,5% em relação ao exercício de 2014. Destaca-se a classe comercial, que registrou crescimento de 1,2% ante 2014.

Ao longo deste relatório serão apresentadas as informações relevantes do último exercício, como as iniciativas que visam a melhoria da qualidade do fornecimento de energia e dos serviços prestados aos clientes.

2. Comentário sobre a conjuntura

Ambiente macroeconômico

Por mais um ano, a atividade econômica mundial frustrou expectativas. Em janeiro de 2015, o FMI projetava um crescimento de 3,5% para o ano que se iniciava e, portanto, pouco acima do realizado em 2014 (+3,1%). Em dezembro, a instituição apontava um crescimento de 3,0% para o ano, 0,5 p.p. abaixo do inicialmente projetado.

A frustração deveu-se principalmente ao desempenho dos países emergentes, cuja atividade deve encerrar 2015 com crescimento de 3,9% (ante os 4,5% previstos no início do ano). Por trás dessa revisão está a desaceleração chinesa que, ao reduzir a sua demanda externa, prejudicou os países exportadores de commodities, entre eles o Brasil, que tem o país asiático como seu principal parceiro comercial.

Além da desaceleração chinesa, o cenário político em alguns emergentes como o Brasil, Argentina e Rússia prejudicou igualmente as expectativas.

Em meio às frustrações, houve surpresas, como a Zona Euro que deve encerrar 2015 com crescimento de 1,8% (ante projeção inicial de 1,2%). Contribuiu para a

retomada de crescimento da região, o preço do barril de petróleo cuja queda de 75% em 18 meses permitiu um repasse parcial ao preço final da gasolina e de outros subprodutos. Essa redução possibilitou queda dos custos da indústria e um reflexo positivo na cesta de compra dos consumidores europeus.

Os EUA encerraram o ano materializando a expectativa de elevação da taxa básica de juros após 7 anos entre 0% e 0,25%, ainda que o mercado de trabalho não tenha dado sinais de retomada vigorosa (importante participação de trabalho precário e *part time jobs*) e o país esteja sob ameaça de deflação (o que o aumento da taxa de juros tende a piorar).

No Brasil, o cenário macroeconômico teve importante deterioração com consequências no mercado de trabalho e no consumo das famílias. A taxa de desemprego atingiu, em dezembro de 2015, 6,9% da população economicamente ativa (PME/IBGE), revertendo o movimento de queda observado nos últimos 6 anos. A queda da ocupação levou a uma retração do rendimento médio e a uma consequente queda da massa salarial, prejudicando o desempenho do comércio e da indústria. A crise de confiança perdurou durante todo o ano, resultante não só da atividade econômica, mas principalmente da instabilidade política e das incertezas quanto ao ajuste fiscal e as consequências na economia do país. Como apontam as projeções, esse cenário parece se manter em 2016, assim como o desempenho negativo da produção industrial, vendas do comércio e massa de renda do trabalho.

Tarifas de energia elétrica

Revisão Tarifária Extraordinária (RTE) de 2015:

Em 27 de fevereiro a ANEEL homologou, por meio da Resolução Homologatória nº 1.858/2015, a Revisão Tarifária Extraordinária – RTE das distribuidoras de energia elétrica que pleitearam tal revisão, dentre elas a CPFL Piratininga. Essa RTE foi necessária para reestabelecer o equilíbrio econômico-financeiro dessas concessionárias frente aos seguintes fatos: (i) aumento da taxa de câmbio e da tarifa, adotada nos contratos de compra de energia da Usina de Itaipu em 2015; (ii) aumento do custo de compra de energia decorrente do Leilão de Ajuste de 2015 e do Leilão de Energia Existente de 2014; (iii) aumento significativo da quota CDE em 2015; (iv) exclusão do componente financeiro de previsão de exposição/sobrecontratação; e (v) recálculo do encargo de pesquisa e desenvolvimento (P&D). O reajuste com os custos de energia foi de 3,3%, enquanto o reajuste com os encargos foi de 26,0%. O efeito médio para o consumidor foi de 29,8%.

4º Ciclo de Revisão Tarifária Periódica - 2015:

Em outubro de 2015 a ANEEL finalizou o processo de revisão tarifária da CPFL Piratininga. A mudança da metodologia impactou positivamente o cálculo da Parcela B. Os fatores que mais influenciaram nesse cálculo foram a inclusão da remuneração de obrigações especiais, aumento do WACC de 7,50% para 8,09% e o aumento da BRR líquida. Assim, a parcela B teve um aumento de 5,31%, se comparada à parcela B que compunha a tarifa anterior (de R\$ 717 milhões para R\$ 755 milhões). Sobre o montante de CVAs acumulado, o repasse determinado pela agência foi de R\$ 475 milhões. Em comparação com a Revisão Tarifária Extraordinária de fevereiro de 2015, o efeito médio para o consumidor será de 21,11%, composto da seguinte forma: Parcela A (8,10%), Parcela B (1,36%) e componentes financeiros (11,65%). O impacto médio nas contas dos consumidores será de 16,60% nos clientes de alta tensão e 24,81% nos clientes de baixa tensão.

3. Desempenho operacional

Clientes: a CPFL Piratininga encerrou o ano com 1,7 milhão de clientes, com acréscimo de 39,7 mil consumidores, representando um crescimento de 2,5%.

Vendas de energia

Em 2015, as vendas para o mercado cativo totalizaram 9.236 GWh, uma queda de 3,1%, enquanto a energia transportada a clientes livres, faturada por meio da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD), teve uma queda de 6,7%, alcançando 5.640 GWh, em reflexo do cenário macroeconômico adverso, que vem resultando na queda da produção industrial, no menor volume de vendas do comércio varejista e na redução da massa de renda real. Assim, as vendas nas áreas de concessão totalizaram 14.877 GWh, uma queda de 4,5% em relação a 2014.

Destacam-se as classes residencial e industrial, que, juntas, representam 76% do total consumido na área de concessão da distribuidora:

- **Classes Residencial e Comercial:** queda de 3,0% e crescimento de 1,2%, respectivamente. Esse desempenho reflete a piora no mercado de trabalho, com o aumento do desemprego e a diminuição da massa de renda real, além do aumento das tarifas de energia elétrica. Temperatura mais baixa e menos dias de faturamento também contribuíram negativamente para o desempenho dessas classes.
- **Classe Industrial:** queda de 7,5%, refletindo a desaceleração da atividade econômica, a queda do nível de confiança dos empresários na indústria, menor volume de exportações e os estoques excessivos observados na indústria nos últimos meses.

Qualidade dos serviços prestados

Atendimento ao cliente: a CPFL Piratininga obteve em 2015 o Índice de Satisfação da Qualidade Percebida (ISQP) de 80,3%, na pesquisa anual realizada pela Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica-Abradee. O índice foi superior à média nacional de 77,3%.

Fornecimento de energia: a CPFL Piratininga desenvolve iniciativas para aprimorar a gestão operacional e a logística de serviços de rede. Também realiza um programa intenso de inspeções e manutenções preventivas dos ativos elétricos. Em 2015, o DEC, que mede a duração equivalente de interrupção por cliente, foi de 7,24 horas, e o FEC, que mede a frequência equivalente de interrupção por cliente, foi de 4,31 vezes, entre os menores do setor.

4. Desempenho econômico-financeiro

Os comentários da Administração sobre o desempenho econômico-financeiro e o resultado das operações devem ser lidos em conjunto com as demonstrações financeiras e notas explicativas.

Receita operacional: Em 2015, a CPFL Piratininga alcançou receita líquida de R\$ 3.677 milhões, um aumento de 21,5% (R\$ 649 milhões), em decorrência principalmente do reajuste tarifário positivo aplicado ao longo do ano (em virtude da revisão tarifária periódica, da aplicação das bandeiras tarifárias e da adoção da RTE a partir de março de 2015). Desconsiderando a receita de construção da infraestrutura da concessão (que não afeta o resultado, devido ao custo correspondente, no mesmo valor), a receita líquida seria de R\$ 3.490 milhões, um aumento de 24,3% (R\$ 682 milhões).

Geração operacional de caixa (EBITDA): o EBITDA é uma medida não contábil calculada pela Administração a partir da soma de lucro, impostos, resultado financeiro e amortização. Essa medida serve como indicador do desempenho do *management* e é habitualmente acompanhada pelo mercado. A Administração observou os preceitos da Instrução CVM nº 527, de 4 de outubro de 2012, quando da apuração desta medida não contábil.

Conciliação do Lucro Líquido e EBITDA		
	2015	2014
Lucro Líquido	211.637	187.715
Amortização	93.556	91.130
Resultado Financeiro	(24.668)	77.412
Contribuição Social	31.297	26.566
Imposto de Renda	85.491	70.082
EBITDA	397.313	452.905

A Geração Operacional de Caixa, medida pelo EBITDA, foi de R\$ 397 milhões, uma redução de 12,3% (R\$ 56 milhões), devido principalmente aos aumentos de 34,1% (R\$ 696 milhões) no custo com energia elétrica e de 13,3% (R\$ 42 milhões) nos custos e despesas operacionais, onde estão excluídos o custo com construção da infraestrutura da concessão (que não afeta o resultado, devido à receita correspondente, no mesmo valor) e os gastos com amortização. Esses efeitos foram parcialmente compensados pelo aumento de 24,3% (R\$ 682 milhões) na receita líquida, desconsiderando a receita de construção da infraestrutura da concessão.

O aumento de 13,3% (R\$ 42 milhões) nos custos e despesas operacionais da CPFL Piratininga deve-se principalmente aos seguintes fatores:

- ✓ Aumento de 10,1% (R\$ 13 milhões) nas despesas com pessoal;
- ✓ Aumento de 6,4% (R\$ 1 milhão) nas despesas com material;
- ✓ Aumento de 10,0% (R\$ 9 milhões) nas despesas com serviços de terceiros;
- ✓ Aumento de 23,5% (R\$ 19 milhões) nos outros custos/despesas operacionais;
- ✓ Aumento de 9,6% (R\$ 1 milhão) no item Entidade de Previdência Privada.

Lucro líquido: Em 2015, a CPFL Piratininga apurou lucro líquido de R\$ 212 milhões, aumento de 12,7% (R\$ 24 milhões), refletindo principalmente o efeito positivo do resultado financeiro (R\$ 102 milhões), que passou de uma despesa financeira líquida de R\$ 77 milhões para uma receita financeira líquida de R\$

25 milhões. Esse efeito foi parcialmente compensado por: (i) redução de 12,3% (R\$ 56 milhões) no EBITDA; (ii) aumento de 2,7% (R\$ 2 milhões) nos gastos com amortização; e (iii) efeito negativo do Imposto de Renda e da Contribuição Social (R\$ 20 milhões).

Endividamento: no final de 2015, a dívida financeira (incluindo derivativos) da CPFL Piratininga atingiu R\$ 1.683 milhões, representando um aumento de 13,1%.

5. Investimentos

No ano, foram investidos R\$ 134 milhões na ampliação, manutenção, melhoria, automação, modernização e reforço do sistema elétrico para atendimento ao crescimento de mercado e melhoria de eficiência e qualidade, em infraestrutura operacional, nos serviços de atendimento aos clientes e em programas de pesquisa e desenvolvimento, entre outros. A CPFL Piratininga contabilizou também um montante negativo de R\$ 20 milhões em Obrigações Especiais no exercício entre outros itens financiados pelo consumidor.

6. Sustentabilidade e responsabilidade corporativa

A CPFL Piratininga desenvolve iniciativas que buscam gerar valor para todos os seus públicos de relacionamento e mitigar os impactos de suas operações por meio da gestão dos riscos econômicos, ambientais e sociais associados aos seus negócios. Abaixo estão relacionados os destaques do exercício:

Plataforma de sustentabilidade: consiste na ferramenta de gestão da sustentabilidade, integrada ao planejamento estratégico do Grupo CPFL. Contempla: a) Temas relevantes para a condução dos negócios, definidos junto a públicos de relacionamento; b) Alavancas de valor relacionadas aos temas; c) Indicadores estratégicos corporativos, com metas de desempenho para o curto e médio prazo.

Comitê de Sustentabilidade: principal órgão interno de governança da sustentabilidade, também responsável pelo monitoramento da Plataforma.

Sistema de Gestão e Desenvolvimento da Ética (SGDE): no final de 2015, foi concluída a revisão do Código de Ética, para alinhamento com as mudanças ocorridas na sociedade e no ambiente de negócio. O novo Código de Ética foi aprovado pelo Conselho de Administração e será implementado em 2016 para todo o Grupo CPFL Energia, juntamente com a atualização do Sistema de Gestão e Desenvolvimento de Ética. Em 2015, foram realizadas 10 reuniões do Comitê de Ética que, além de tratar de questões relacionadas com a disseminação das diretrizes éticas também analisaram propostas, sugestões e denúncias de transgressões ao Código vigente.

Relacionamento com a comunidade: entre as ações que visam contribuir para o desenvolvimento das comunidades em que a CPFL Piratininga atua, destacam-se: **(i) Voluntariado** – O Programa Semear mobilizou 2 equipes de voluntariado em áreas atendidas pela CPFL Piratininga. As equipes desenvolveram ao longo do ano ações que beneficiaram 2 cidades e cerca de 250 pessoas. **(ii) Eficiência Energética (0,5% da ROL)** - foram investidos mais de R\$ 13,1 milhões, sendo mais de R\$ 8,9 milhões em projetos destinados a consumidores de baixo poder

aquisitivo, que resultaram na regularização de 3 clientes, troca de 1.546 geladeiras, 45.000 lâmpadas por modelos mais eficientes (LED), instalação de 200 aquecedores solares e 1.323 E-Power controlador eletrônico para redução do consumo de chuveiros. Também foram eficientizados 5 Prédios Públicos e 8 Escolas com um investimento de mais R\$ 1,7 milhão e também de 1 serviço de água e 1 indústria sendo investidos R\$ 0,4 milhões; **(iii) Escola de Eletricista** – visa formar um banco de eletricistas capacitados e mitigar riscos advindos do apagão de mão de obra. Constitui um investimento social por oferecer qualificação gratuita para o mercado de trabalho, além de capacitar futuros colaboradores em fase de pré-contratação. Até 2015, concluímos a formação de 173 novos eletricistas, sendo que 112 deles foram contratados; e **(iv) Aprendiz SENAI** – o programa foi criado em 2012 e mantido no mesmo formato até o ano de 2015. Visa capacitar jovens através da Escola SENAI e, ao final da formação, aqueles que apresentarem melhor desempenho no curso são contratados nas vagas existentes. Até 2015, foram formados 89 jovens e contratados na CPFL 41. Ainda em 2016 a CPFL pretende expandir a parceria com escolas profissionalizantes aprovadas pelo MEC e também criar novas turmas de formação de eletricista utilizando recursos do PRONATEC.

Gestão ambiental: (i) a empresa possui certificação ISO 14001 no escopo “Convivência da rede de distribuição urbana de energia elétrica com o meio ambiente e serviços da transmissão de energia elétrica”; (ii) suas Estações Avançadas são periodicamente avaliadas quanto aos riscos ambientais e requisitos legais, com estabelecimento de um ranking e de um plano de ação para melhorias; (iii) para situações de emergências ambientais, a distribuidora possui contrato com empresa especializada, além de um seguro. Para ocorrências de menor extensão, kits de emergência estão disponíveis para uso imediato; (iv) em 2015, a empresa realizou o inventário de emissões de gases de efeito estufa relativas a 2014, integrante do inventário da CPFL Energia, premiado com medalha de ouro pelo Programa Brasileiro GHG Protocol; (v) deu continuidade ao Programa de Arborização Urbana, com doações de mudas a prefeituras.

7. Auditores independentes

A Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes (Deloitte) foi contratada pela CPFL Piratininga para a prestação de serviços de auditoria externa relacionados aos exames das demonstrações financeiras da companhia. Em atendimento à Instrução CVM nº 381/03, informamos que a Deloitte não prestou, em 2015, serviços não-relacionados à auditoria externa cujos honorários fossem superiores a 5% do total de honorários recebidos por esse serviço.

Durante o exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2015, a Deloitte prestou além dos serviços de auditoria das demonstrações financeiras e de revisão das informações intermediárias, os seguintes serviços relacionados à auditoria:

Natureza	Data do contrato	Duração	Valor	Percentual do total do contrato de auditoria
Revisão tributária - Escrituração Contábil-Fiscal (ECF)	22/04/2015	Ano calendário 2015	21.510,00	3%
Demonstrações Contábeis Regulatórias (DCR)	16/04/2015	Média de 5 meses	144.737,42	18%
Procedimentos previamente acordados - Asseguração de <i>covenants</i> financeiros	09/05/2014	Média de 1 mês	47.302,59	6%
			213.550,01	27%

Como se observa, a CPFL Piratininga não contratou a Deloitte para a prestação de outros serviços que não sejam relacionados à auditoria durante o exercício de

2015.

A CPFL Piratininga adota a prática de não contratação dos auditores independentes para a prestação de serviços que não sejam relacionados à auditoria. A contratação dos auditores independentes, conforme estatuto social, é recomendada pelo Conselho Fiscal da controladora CPFL Energia S.A., e compete ao Conselho de Administração deliberar sobre a seleção ou destituição dos auditores independentes.

A Administração da CPFL Piratininga declara que a prestação dos serviços foi feita em estrita observância das normas que tratam da independência dos auditores independentes em trabalhos de auditoria e não representaram situações que poderiam afetar a independência e a objetividade necessárias ao desempenho dos serviços de auditoria externa pela Deloitte.

8. Agradecimentos

A Administração da CPFL Piratininga agradece aos seus clientes, fornecedores e às comunidades de sua área de atuação, pela confiança depositada na companhia no ano de 2015. Agradece, ainda, de forma especial, aos seus colaboradores pela competência e dedicação para o cumprimento dos objetivos e metas estabelecidos.

A Administração

Para mais informações sobre o desempenho desta e de outras empresas do Grupo CPFL Energia, acesse o endereço www.cpfl.com.br/ri.

Balanco Social 2015 / 2014 (*)



Empresa: **Companhia Piratininga de Força e Luz**

1 - Base de Cálculo	2015 Valor (Mil reais)			2014 Valor (Mil reais)		
Receita líquida (RL)	3.676.868			3.027.400		
Resultado operacional (RO)	328.425			284.363		
Folha de pagamento bruta (FPB)	121.983			106.719		
2 - Indicadores Sociais Internos	Valor (mil)	% sobre FPB	% sobre RL	Valor (mil)	% sobre FPB	% sobre RL
Alimentação	12.327	10,11%	0,34%	10.307	9,66%	0,34%
Encargos sociais compulsórios	33.637	27,58%	0,91%	29.447	27,59%	0,97%
Previdência privada	5.122	4,20%	0,14%	4.936	4,63%	0,16%
Saúde	5.805	4,76%	0,16%	5.756	5,39%	0,19%
Segurança e saúde no trabalho	252	0,21%	0,01%	371	0,35%	0,01%
Educação	572	0,47%	0,02%	514	0,48%	0,02%
Cultura	0	0,00%	0,00%	0	0,00%	0,00%
Capacitação e desenvolvimento profissional	952	0,78%	0,03%	1.108	1,04%	0,04%
Creches ou auxilio-creche	229	0,19%	0,01%	178	0,17%	0,01%
Participação nos lucros ou resultados	7.817	6,41%	0,21%	10.232	9,59%	0,34%
Outros	398	0,33%	0,01%	360	0,34%	0,01%
Total - Indicadores sociais internos	67.111	55,02%	1,83%	63.209	59,23%	2,09%
3 - Indicadores Sociais Externos	Valor (mil)	% sobre RO	% sobre RL	Valor (mil)	% sobre RO	% sobre RL
Educação	3	0,00%	0,00%	55	0,02%	0,00%
Cultura	2.574	0,78%	0,07%	1.745	0,61%	0,06%
Saúde e saneamento	0	0,00%	0,00%	55	0,02%	0,00%
Esporte	367	0,11%	0,01%	259	0,09%	0,01%
Combate à fome e segurança alimentar	0	0,00%	0,00%	0	0,00%	0,00%
Outros	1.327	0,40%	0,04%	909	0,32%	0,03%
Total das contribuições para a sociedade	4.271	1,30%	0,12%	3.023	1,06%	0,10%
Tributos (excluídos encargos sociais)	2.932.341	892,85%	79,75%	1.009.356	354,95%	33,34%
Total - Indicadores sociais externos	2.936.612	894,15%	79,87%	1.012.379	356,02%	33,44%
4 - Indicadores Ambientais	Valor (mil)	% sobre RO	% sobre RL	Valor (mil)	% sobre RO	% sobre RL
Investimentos relacionados com a produção/ operação da empresa	4.050	1,23%	0,11%	1.929	0,68%	0,06%
Investimentos em programas e/ou projetos externos	13.159	4,01%	0,36%	12.485	4,39%	0,41%
Total dos investimentos em meio ambiente	17.209	5,24%	0,47%	14.414	5,07%	0,48%
Quanto ao estabelecimento de "metas anuais" para minimizar resíduos, o consumo em geral na produção/ operação e aumentar a eficácia na utilização de recursos naturais, a empresa:	<input type="checkbox"/> não possui metas <input type="checkbox"/> cumpre de 51 a 75% <input type="checkbox"/> cumpre de 0 a 50% <input checked="" type="checkbox"/> cumpre de 76 a 100%			<input type="checkbox"/> não possui metas <input type="checkbox"/> cumpre de 51 a 75% <input type="checkbox"/> cumpre de 0 a 50% <input checked="" type="checkbox"/> cumpre de 76 a 100%		
5 - Indicadores do Corpo Funcional	2015			2014		
Nº de empregados(as) ao final do período	1.219			1.106		
Nº de admissões durante o período	186			141		
Nº de empregados(as) terceirizados(as)	ND			ND		
Nº de estagiários(as)	29			36		
Nº de empregados(as) acima de 45 anos	347			346		
Nº de mulheres que trabalham na empresa	238			232		
% de cargos de chefia ocupados por mulheres	12,50%			12,90%		
Nº de negros(as) que trabalham na empresa	264			217		
% de cargos de chefia ocupados por negros(as)	3,13%			3,23%		
Nº de portadores(as) de deficiência ou necessidades especiais	65			53		
6 - Informações relevantes quanto ao exercício da cidadania empresarial	2015			2014		
Relação entre a maior e a menor remuneração na empresa	29,48			29,70		
Número total de acidentes de trabalho	1			3		
Os projetos sociais e ambientais desenvolvidos pela empresa foram definidos por:	<input type="checkbox"/> direção	<input checked="" type="checkbox"/> direção e gerências	<input type="checkbox"/> todos(as) empregados(as)	<input type="checkbox"/> direção	<input checked="" type="checkbox"/> direção e gerências	<input type="checkbox"/> todos(as) empregados(as)
Os padrões de segurança e salubridade no ambiente de trabalho foram definidos por:	<input type="checkbox"/> direção e gerências	<input type="checkbox"/> todos(as) empregados(as)	<input checked="" type="checkbox"/> todos(as) + Cipa	<input type="checkbox"/> direção e gerências	<input type="checkbox"/> todos(as) empregados(as)	<input checked="" type="checkbox"/> todos(as) + Cipa
Quanto à liberdade sindical, ao direito de negociação coletiva e à representação interna dos(as) trabalhadores(as), a empresa:	<input type="checkbox"/> não se envolve	<input type="checkbox"/> segue as normas da DIT	<input checked="" type="checkbox"/> incentiva e segue a DIT	<input type="checkbox"/> não se envolve	<input type="checkbox"/> segue as normas da DIT	<input checked="" type="checkbox"/> incentiva e segue a DIT
A previdência privada contempla:	<input type="checkbox"/> direção	<input type="checkbox"/> direção e gerências	<input checked="" type="checkbox"/> todos(as) empregados(as)	<input type="checkbox"/> direção	<input type="checkbox"/> direção e gerências	<input checked="" type="checkbox"/> todos(as) empregados(as)
A participação dos lucros ou resultados contempla:	<input type="checkbox"/> direção	<input type="checkbox"/> direção e gerências	<input checked="" type="checkbox"/> todos(as) empregados(as)	<input type="checkbox"/> direção	<input type="checkbox"/> direção e gerências	<input checked="" type="checkbox"/> todos(as) empregados(as)
Na seleção dos fornecedores, os mesmos padrões éticos e de responsabilidade social e ambiental adotados pela empresa:	<input type="checkbox"/> não são considerados	<input type="checkbox"/> são sugeridos	<input checked="" type="checkbox"/> são exigidos	<input type="checkbox"/> não são considerados	<input type="checkbox"/> são sugeridos	<input checked="" type="checkbox"/> são exigidos
Quanto à participação de empregados(as) em programas de trabalho voluntário, a empresa:	<input type="checkbox"/> não se envolve	<input type="checkbox"/> apóia	<input checked="" type="checkbox"/> organiza e incentiva	<input type="checkbox"/> não se envolve	<input type="checkbox"/> apóia	<input checked="" type="checkbox"/> organiza e incentiva
Número total de reclamações e críticas de consumidores(as):	na empresa 358.760	no Procon 434	na Justiça 1.218	na empresa 349.698	no Procon 308	na Justiça 1.281
% de reclamações e críticas atendidas ou solucionadas:	na empresa 100%	no Procon 100%	na Justiça 153,0%	na empresa 100%	no Procon 100%	na Justiça 3,00%
Valor adicionado total a distribuir (em R\$ mil):	Em 2015 3.572.048			Em 2014 1.524.694		
Distribuição do Valor Adicionado (DVA):	82,8% governo 3,7% colaboradores(as) 0,4% acionistas 7,6% terceiros 5,8% retido			67,6% governo 7,9% colaboradores(as) 11,5% acionistas 12,2% terceiros 0,8% retido		
7 - Outras Informações	Responsável pelo Preenchimento: Sérgio Luis Felice, fone (19) 3756-8018, sfelice@cpfl.com.br					

COMPANHIA PIRATININGA DE FORÇA E LUZ
Balancos patrimoniais em 31 de dezembro de 2015 e 2014
 (Em milhares de reais)

ATIVO	Nota explicativa	31/12/2015	31/12/2014
Circulante			
Caixa e equivalentes de caixa	5	576.416	312.352
Consumidores, concessionárias e permissionárias	6	638.856	373.723
Tributos a compensar	7	52.134	24.265
Derivativos	30	143.356	-
Ativo financeiro setorial	8	399.540	115.674
Estoques		1.738	1.661
Outros créditos	11	124.941	146.276
Total do circulante		1.936.980	973.952
Não circulante			
Consumidores, concessionárias e permissionárias	6	11.480	12.921
Depósitos judiciais	19	197.354	192.913
Tributos a compensar	7	18.431	20.006
Derivativos	30	253.392	77.947
Ativo financeiro setorial	8	128.500	150.030
Créditos fiscais diferidos	9	-	128.378
Ativo financeiro da concessão	10	784.893	589.299
Outros créditos	11	6.251	3.836
Intangível	12	897.902	897.443
Total do não circulante		2.298.203	2.072.773
Total do ativo		4.235.183	3.046.725

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras

COMPANHIA PIRATININGA DE FORÇA E LUZ
Balancos patrimoniais em 31 de dezembro de 2015 e 2014
(Em milhares de reais)

PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO	Nota explicativa	31/12/2015	31/12/2014
Circulante			
Fornecedores	13	645.582	464.529
Encargos de dívidas	14	10.283	8.199
Encargos de debêntures	15	21.631	25.320
Empréstimos e financiamentos	14	504.554	52.642
Debêntures	15	-	259.914
Entidade de previdência privada	16	27	18.469
Taxas regulamentares	17	183.793	7.015
Impostos, taxas e contribuições	18	177.062	107.582
Dividendo e juros sobre capital próprio	21	199.323	-
Obrigações estimadas com pessoal		12.971	11.186
Outras contas a pagar	20	117.539	104.238
Total do circulante		1.872.766	1.059.094
Não circulante			
Encargos de dívidas	14	14.353	7.222
Empréstimos e financiamentos	14	1.180.231	867.386
Debêntures	15	344.158	343.970
Entidade de previdência privada	16	10.806	55.370
Débitos fiscais diferidos	9	45.602	-
Provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas	19	198.117	201.879
Derivativos	30	4.041	1.301
Adiantamento para futuro aumento de capital	21	-	15.511
Outras contas a pagar	20	27.440	15.305
Total do não circulante		1.824.747	1.507.945
Patrimônio líquido			
Capital social	21	178.574	156.610
Reserva de capital		111.255	117.708
Reserva legal		6.220	6.220
Reserva estatutária - ativo financeiro da concessão		177.610	87.207
Dividendo		68.324	148.518
Resultado abrangente acumulado		(4.314)	(36.577)
Total do patrimônio líquido		537.670	479.686
Total do passivo e do patrimônio líquido		4.235.183	3.046.725

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras

COMPANHIA PIRATININGA DE FORÇA E LUZ
Demonstrações dos resultados para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2015 e 2014
 (Em milhares de reais, exceto lucro por ação)

	<u>Nota explicativa</u>	<u>2015</u>	<u>2014</u>
Receita operacional líquida	23	3.676.868	3.027.400
Custo do serviço de energia elétrica			
Custo com energia elétrica	24	(2.734.588)	(2.038.699)
Custo de operação	25	(201.004)	(181.586)
Custo do serviço prestado a terceiros	25	(187.605)	(220.509)
Lucro operacional bruto		<u>553.671</u>	<u>586.605</u>
Despesas operacionais	25		
Despesas com vendas		(114.424)	(98.193)
Despesas gerais e administrativas		(130.689)	(140.082)
Outras (despesas) receitas operacionais		(4.800)	13.444
Resultado do serviço		<u>303.757</u>	<u>361.775</u>
Resultado financeiro	26		
Receitas financeiras		293.038	103.902
Despesas financeiras		(268.370)	(181.315)
		<u>24.668</u>	<u>(77.412)</u>
Lucro antes dos tributos		<u>328.425</u>	<u>284.363</u>
Contribuição social	9	(31.297)	(26.566)
Imposto de renda	9	(85.491)	(70.082)
		<u>(116.788)</u>	<u>(96.648)</u>
Lucro líquido do exercício		<u>211.637</u>	<u>187.715</u>
Lucro líquido básico e diluído por lote de mil ações ordinárias - R\$	22	3,82	3,39
Lucro líquido básico e diluído por lote de mil ações preferenciais - R\$	22	4,20	3,73

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras

COMPANHIA PIRATININGA DE FORÇA E LUZ
Demonstrações dos resultados abrangentes para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2015 e 2014
 (Em milhares de reais)

	<u>2015</u>	<u>2014</u>
Lucro líquido do exercício	<u>211.637</u>	<u>187.715</u>
Outros resultados abrangentes		
Itens que não serão reclassificados posteriormente para o resultado:		
- Ganhos (perdas) atuariais, líquidos dos efeitos tributários	32.263	(22.353)
Resultado abrangente do exercício	<u>243.900</u>	<u>165.361</u>

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras

COMPANHIA PIRATININGA DE FORÇA E LUZ
Demonstrações das mutações do patrimônio líquido para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2015 e 2014
(Em milhares de reais)

	Reserva de lucros						Resultado abrangente acumulado	Lucros acumulados	Total
	Capital social	Reserva de capital	Reserva legal	Reserva de retenção de lucros para investimento	Reserva estatutária - ativo financeiro da concessão	Dividendo			
Saldos em 31 de dezembro de 2013	99.900	124.418	6.220	2.439	75.120	90.735	(14.224)	-	384.609
Resultado abrangente total									
Lucro líquido do exercício	-	-	-	-	-	-	-	187.715	187.715
Outros resultados abrangentes: ganhos (perdas) atuariais	-	-	-	-	-	-	(22.353)	-	(22.353)
Mutações internas do patrimônio líquido									
Aumento de capital	6.710	(6.710)	-	-	-	-	-	-	-
Reversão da reserva de retenção de lucros para investimentos	-	-	-	(2.439)	-	-	-	2.439	-
Movimentação da reserva estatutária no exercício	-	-	-	-	12.086	-	-	(12.086)	-
Transações de capital com os acionistas									
Dividendo intermediário	-	-	-	-	-	-	-	(26.874)	(26.874)
Dividendo adicional proposto	-	-	-	-	-	133.360	-	(133.360)	-
Juros sobre o capital próprio proposto	-	-	-	-	-	15.158	-	(17.833)	(2.675) ⁽¹⁾
Aprovação da proposta de dividendo e juros sobre o capital próprio	-	-	-	-	-	(90.735)	-	-	(90.735)
Capitalização AFAC - AGO/E 28/04/2014	50.000	-	-	-	-	-	-	-	50.000
Saldos em 31 de dezembro de 2014	156.610	117.708	6.220	-	87.207	148.518	(36.577)	-	479.686
Resultado abrangente total									
Lucro líquido do exercício	-	-	-	-	-	-	-	211.637	211.637
Outros resultados abrangentes: ganhos (perdas) atuariais	-	-	-	-	-	-	32.263	-	32.263
Mutações internas do patrimônio líquido									
Aumento de capital	6.453	(6.453)	-	-	-	-	-	-	-
Movimentação da reserva estatutária no exercício	-	-	-	-	90.403	-	-	(90.403)	-
Transações de capital com os acionistas									
Juros sobre o capital próprio intermediário	-	-	-	-	-	-	-	(14.030)	(14.030)
Dividendo adicional proposto	-	-	-	-	-	68.324	-	(68.324)	-
Dividendo mínimo obrigatório	-	-	-	-	-	-	-	(38.879)	(38.879)
Aprovação da proposta de dividendo e juros sobre o capital próprio	-	-	-	-	-	(148.518)	-	-	(148.518)
Capitalização AFAC - AGO/E 28/04/2015	15.511	-	-	-	-	-	-	-	15.511
Saldos em 31 de dezembro de 2015	178.574	111.255	6.220	-	177.610	68.324	(4.314)	-	537.670

(1) Montante referente ao pagamento de imposto de renda sobre os juros sobre o capital próprio, destinado contabilmente, mas que, em razão das novas práticas contábeis, foi estornado contra o patrimônio líquido da Companhia.

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras

COMPANHIA PIRATININGA DE FORÇA E LUZ
Demonstrações dos fluxos de caixa para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2015 e 2014
(Em milhares de reais)

	2015	2014
Lucro antes dos tributos	328.425	284.363
Ajustes para conciliar o lucro ao caixa oriundo das atividades operacionais		
Amortização	93.556	91.130
Provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas	28.581	46.959
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	39.408	27.939
Encargos de dívidas e atualizações monetárias e cambiais	(3.558)	112.976
Despesa (receita) com entidade de previdência privada	8.745	7.979
Perda (ganho) na baixa de não circulante	4.889	(17.776)
PIS e COFINS diferidos	10.645	4.878
	510.691	558.448
Redução (aumento) nos ativos operacionais		
Consumidores, concessionárias e permissionárias	(303.872)	(59.749)
Tributos a compensar	(4.745)	18.757
Depósitos judiciais	14.025	1.156
Ativo financeiro setorial	(212.468)	(265.704)
Contas a receber - aporte CDE/CCEE	26.890	(21.250)
Outros ativos operacionais	(10.043)	(1.811)
Aumento (redução) nos passivos operacionais		
Fornecedores	181.053	31.956
Outras obrigações com entidade de previdência privada	(22.867)	(24.868)
Outros tributos e contribuições sociais	97.048	25.634
Taxas regulamentares	176.778	3.415
Processos fiscais, cíveis e trabalhistas pagos	(51.359)	(40.153)
Outros passivos operacionais	27.223	2.720
Caixa líquido gerado (consumido) pelas operações	428.354	228.551
Imposto de renda e contribuição social pagos	(24.657)	(61.039)
Encargos de dívidas e debêntures pagos	(100.354)	(93.962)
Caixa líquido gerado (consumido) pelas atividades operacionais	303.343	73.550
Atividades de investimento		
Títulos e valores mobiliários, cauções e depósitos vinculados	(2.634)	401
Venda de ativo não circulante	10.363	32.721
Adições de intangível	(153.336)	(175.701)
Caixa líquido gerado (consumido) pelas atividades de investimento	(145.607)	(142.579)
Atividades de financiamento		
Captação de empréstimos e debêntures	659.868	391.015
Amortização de principal de empréstimos e debêntures	(504.217)	(82.652)
Liquidação de operações com derivativos	(48.449)	(32.196)
Dividendo e juros sobre o capital próprio pagos	-	(246.693)
Operações de mútuo com a controladora	(874)	-
Caixa líquido gerado (consumido) pelas atividades de financiamento	106.328	29.474
Aumento (redução) líquido de caixa e equivalentes de caixa	264.064	(39.555)
Saldo inicial de caixa e equivalentes de caixa	312.352	351.907
Saldo final de caixa e equivalentes de caixa	576.416	312.352

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras

COMPANHIA PIRATININGA DE FORÇA E LUZ
Demonstrações do valor adicionado para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2015 e 2014
(Em milhares de reais)

	<u>2015</u>	<u>2014</u>
1 - Receita	6.792.877	4.175.187
1.1 Receita de venda de energia e serviços	6.645.185	3.983.313
1.2 Receita relativa à construção da infraestrutura de concessão	187.101	219.813
1.3 Provisão para créditos de liquidação duvidosa	(39.408)	(27.939)
2 - (-) Insumos adquiridos de terceiros	(3.426.034)	(2.663.264)
2.1 Custo com energia elétrica	(3.050.375)	(2.284.599)
2.2 Material	(128.599)	(139.697)
2.3 Serviços de terceiros	(159.416)	(171.777)
2.4 Outros	(87.644)	(67.192)
3 - Valor adicionado bruto (1+2)	3.366.843	1.511.922
4 - Retenções	(93.648)	(91.130)
4.1 Amortização	(93.648)	(91.130)
5 - Valor adicionado líquido gerado (3+4)	3.273.195	1.420.792
6 - Valor adicionado recebido em transferência	298.853	103.902
6.1 Receitas financeiras	298.853	103.902
7 - Valor adicionado líquido a distribuir (5+6)	3.572.048	1.524.694
8 - Distribuição do valor adicionado		
8.1 Pessoal e encargos	132.082	120.454
8.1.1 Remuneração direta	81.497	71.406
8.1.2 Benefícios	43.970	43.121
8.1.3 F.G.T.S	6.615	5.927
8.2 Impostos, taxas e contribuições	2.956.770	1.030.947
8.2.1 Federais	1.847.831	335.762
8.2.2 Estaduais	1.107.286	692.623
8.2.3 Municipais	1.652	2.562
8.3 Remuneração de capital de terceiros	271.560	185.579
8.3.1 Juros	267.616	181.699
8.3.2 Aluguéis	3.944	3.880
8.4 Remuneração de capital próprio	211.637	187.715
8.4.1 Juros sobre o capital próprio (incluindo adicional proposto)	14.030	17.833
8.4.2 Dividendo (incluindo adicional proposto)	107.203	157.795
8.4.3 Lucros retidos	90.403	12.086
	3.572.048	1.524.694

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras

COMPANHIA PIRATININGA DE FORÇA E LUZ
NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS
PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2015 E 2014
(Valores expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)

(1) CONTEXTO OPERACIONAL

A Companhia Piratininga de Força e Luz (“CPFL Piratininga” ou “Companhia”) é uma sociedade por ações de capital aberto, que tem por objeto social a prestação de serviços públicos de distribuição de energia elétrica, em qualquer de suas formas, sendo tais atividades regulamentadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica (“ANEEL”), vinculada ao Ministério de Minas e Energia. Adicionalmente, a Companhia está autorizada a participar de programas que visem outras formas de energia, de tecnologias e de serviços, inclusive exploração de atividades derivadas, direta ou indiretamente, da utilização dos bens, direitos e tecnologias de que é detentora.

A sede administrativa da Companhia está localizada na Rodovia Engenheiro Miguel Noel Nascentes Burnier, 1755 - Km 2,5, CEP 13088-140 – Parque São Quirino - Campinas – São Paulo.

A Companhia detém a concessão para exploração de suas atividades pelo prazo de 30 anos até 22 de outubro de 2028, podendo este ser prorrogado por no máximo igual período.

A área de concessão da Companhia contempla 27 municípios do interior e litoral do Estado de São Paulo, atendendo a 1,7 milhões de consumidores (informações não examinadas pelos auditores independentes). Entre os principais municípios estão Santos, Sorocaba e Jundiaí.

(2) APRESENTAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

2.1 Base de preparação

As demonstrações financeiras foram preparadas em conformidade com as práticas contábeis adotadas no Brasil, que compreendem aquelas incluídas na legislação societária brasileira e os pronunciamentos técnicos, as orientações e as interpretações técnicas emitidos pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis (“CPC”) e aprovados pela Comissão de Valores Mobiliários (“CVM”).

A Companhia também se utiliza das orientações contidas no Manual de Contabilidade do Setor Elétrico Brasileiro e das normas definidas pela ANEEL, quando estas não são conflitantes com as práticas contábeis adotadas no Brasil.

A administração afirma que todas as informações relevantes próprias das demonstrações contábeis estão divulgadas e correspondem ao que é utilizado na gestão da Companhia.

As demonstrações contábeis regulatórias estarão disponíveis no site da ANEEL (“www.aneel.gov.br”) e da Companhia (“www.cpfl.com.br”) a partir de 30 de abril de 2016.

A autorização para a conclusão destas demonstrações financeiras foi dada pela Administração em 7 de março de 2016.

2.2 Base de mensuração

As demonstrações financeiras foram preparadas tendo como base o custo histórico, exceto para os seguintes itens registrados nos balanços patrimoniais: i) instrumentos financeiros derivativos mensurados ao valor justo, ii) instrumentos financeiros mensurados ao valor justo por meio do resultado e iii) ativos financeiros disponíveis para venda mensurados ao valor justo. A classificação da mensuração do valor justo nas categorias níveis 1, 2 ou 3 (dependendo do grau de observância das variáveis utilizadas) estão apresentadas na nota 30 de Instrumentos Financeiros.

2.3 Uso de estimativas e julgamentos

A preparação das demonstrações financeiras exige que a Administração da Companhia faça julgamentos e adote estimativas e premissas que afetam a aplicação de políticas contábeis e os valores reportados de ativos, passivos, receitas e despesas.

Por definição, as estimativas contábeis raramente serão iguais aos respectivos resultados reais.

Desta forma, a Administração da Companhia revisa as estimativas e premissas adotadas de maneira contínua, baseadas na experiência histórica e em outros fatores considerados relevantes. Os ajustes oriundos destas revisões são reconhecidos no período em que as estimativas são revisadas e aplicadas de maneira prospectiva.

As principais contas contábeis que requerem a adoção de premissas e estimativas, que estão sujeitas a um maior grau de incertezas e que possuam um risco de resultar em um ajuste material, caso essas premissas e estimativas sofram mudanças significativas em períodos subsequentes, são:

- Nota 6 – Consumidores, concessionárias e permissionárias;
- Nota 8 – Ativo e passivo financeiro setorial;
- Nota 9 – Créditos e débitos fiscais diferidos;
- Nota 10 – Ativo financeiro da concessão;
- Nota 11 – Outros créditos (Provisão para créditos de liquidação duvidosa);
- Nota 12 – Intangível e redução ao valor recuperável;
- Nota 16 – Entidade de previdência privada;
- Nota 19 – Provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas e depósitos judiciais;
- Nota 23 – Receita operacional líquida;
- Nota 24 – Custo com energia elétrica; e
- Nota 30 – Instrumentos financeiros.

2.4 Moeda funcional e moeda de apresentação

A moeda funcional da Companhia é o Real, e as demonstrações financeiras estão sendo apresentadas em milhares de reais. O arredondamento é realizado somente após a totalização dos valores. Desta forma, os valores em milhares apresentados, quando somados, podem não coincidir com os respectivos totais já arredondados.

2.5 Demonstração do valor adicionado

A Companhia elaborou as demonstrações do valor adicionado (“DVA”) nos termos do pronunciamento técnico CPC 09 - Demonstração do Valor Adicionado, as quais são apresentadas como parte integrante das demonstrações financeiras de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil.

(3) SUMÁRIO DAS PRINCIPAIS POLÍTICAS CONTÁBEIS

As principais políticas contábeis utilizadas na preparação dessas demonstrações financeiras estão descritas a seguir. Essas políticas foram aplicadas de maneira consistente em todos os períodos apresentados.

3.1 Contratos de concessão

O ICPC 01 (R1) - Contratos de Concessão estabelece diretrizes gerais para o reconhecimento e mensuração das obrigações e direitos relacionados em contratos de concessão e são aplicáveis para situações em que o Poder Concedente controle ou regulamente quais serviços o concessionário deve prestar com a infraestrutura, a quem os serviços devem ser prestados e por qual preço e controle qualquer participação residual significativa na infraestrutura ao final do prazo da concessão.

Atendidas estas definições, a infraestrutura da Companhia é segregada e movimentada desde a data de sua construção, cumprindo as determinações existentes nos CPCs, de modo que seja registrado nas demonstrações financeiras (i) um ativo intangível, correspondendo ao direito de explorar a concessão mediante cobrança aos usuários dos serviços públicos, e (ii) um ativo financeiro, correspondendo ao direito contratual incondicional de recebimento de caixa (indenização), mediante reversão dos ativos ao término da concessão.

O valor do ativo financeiro da concessão é determinado com base em seu valor justo, apurado através da base de remuneração dos ativos da concessão, conforme legislação vigente estabelecida pelo órgão regulador (ANEEL), e leva em consideração as alterações no fluxo de caixa estimado, tomando por base principalmente os fatores como preço novo de reposição e atualização pelo IPCA. O ativo financeiro enquadra-se na categoria de disponível para venda e as mudanças nos fluxos de caixa têm como contrapartida as contas de receita ou despesa financeira no resultado do exercício (nota 4).

O montante remanescente é registrado no ativo intangível e corresponde ao direito de cobrar os consumidores pelos serviços de distribuição de energia elétrica, sendo sua amortização realizada de acordo com o padrão de consumo que reflita o benefício econômico esperado até o término da concessão.

A prestação de serviços de construção da infraestrutura é registrada de acordo com o CPC 17 (R1) – Contratos de Construção, tendo como contrapartida um ativo financeiro, correspondendo aos valores passíveis de indenização, e os montantes residuais classificados como ativo intangível, que serão amortizados pelo prazo da concessão, de acordo com o padrão econômico que contrapõe a receita cobrada pelo consumo de energia elétrica.

Em função (i) do modelo tarifário, que não prevê margem de lucro para a atividade de construção da infraestrutura, (ii) da forma como a Companhia gerencia as construções, através do alto grau de terceirização, e (iii) de não existir qualquer previsão de ganhos em construções nos planos de negócio da Companhia, a Administração julga que as margens existentes nesta operação são irrelevantes e portanto, nenhum valor adicional ao custo é considerado na composição da receita. Desta forma, as receitas e os respectivos custos de construção estão sendo apresentados na demonstração do resultado do exercício nos mesmos montantes.

3.2 Instrumentos financeiros

- Ativos financeiros

Ativos financeiros são reconhecidos inicialmente na data em que foram originados ou na data da negociação em que a Companhia se torna uma das partes das disposições contratuais do instrumento. O desreconhecimento de um ativo financeiro ocorre quando os direitos contratuais aos respectivos fluxos de caixa do ativo expiram ou quando os riscos e benefícios da titularidade do ativo financeiro são transferidos. A Companhia possui os seguintes principais ativos financeiros:

- i. Registrados pelo valor justo por meio do resultado: são ativos mantidos para negociação ou designados como tal no momento do reconhecimento inicial. A Companhia gerencia estes ativos e toma decisões de compra e venda com base em seus valores justos de acordo com a gestão de riscos documentada e sua estratégia de investimentos. Estes ativos financeiros são registrados pelo respectivo valor justo, cujas mudanças são reconhecidas no resultado do exercício.
- ii. Mantidos até o vencimento: são ativos para os quais a Companhia possui intenção e capacidade de manter até o vencimento. São reconhecidos inicialmente pelo valor justo e,

após seu reconhecimento inicial, mensurados pelo custo amortizado através do método da taxa efetiva de juros, deduzidos de perdas por redução ao valor recuperável.

A Companhia não possui ativos financeiros classificados nesta categoria.

- iii. Empréstimos e recebíveis: são ativos com pagamentos fixos ou determináveis que não são cotados no mercado ativo. São reconhecidos inicialmente pelo valor justo e, após o reconhecimento inicial, reconhecidos pelo custo amortizado através do método da taxa efetiva de juros, deduzidos de perdas por redução ao valor recuperável.
- iv. Disponíveis para venda: são ativos não derivativos designados como disponíveis para venda ou que não se classifiquem em nenhuma das categorias anteriores. Após o reconhecimento inicial, os juros calculados pelo método da taxa efetiva de juros são reconhecidos na demonstração de resultado como parte do resultado financeiro, enquanto que as variações para registro ao valor justo são reconhecidas em outros resultados abrangentes. O resultado acumulado em outros resultados abrangentes é transferido para o resultado do exercício no momento da realização do ativo.

- Passivos financeiros

Passivos financeiros são reconhecidos inicialmente na data em que são originados ou na data de negociação em que a Companhia se torna parte das disposições contratuais do instrumento. A Companhia possui os seguintes principais passivos financeiros:

- i. Mensurados pelo valor justo por meio do resultado: são os passivos financeiros que sejam: (i) mantidos para negociação no curto prazo, (ii) designados ao valor justo com o objetivo de confrontar os efeitos do reconhecimento de receitas e despesas a fim de se obter informação contábil mais relevante e consistente ou, (iii) derivativos. Estes passivos são registrados pelos respectivos valores justos e, para qualquer alteração na mensuração subsequente dos valores justos, a contrapartida é o resultado.
- ii. Outros passivos financeiros (não mensurados pelo valor justo por meio do resultado): são os demais passivos financeiros que não se enquadram na classificação acima. São reconhecidos inicialmente pelo valor justo deduzido de quaisquer custos atribuíveis à transação e, posteriormente, registrados pelo custo amortizado através do método da taxa efetiva de juros.

Os ativos e passivos financeiros somente são compensados e apresentados pelo valor líquido quando existe o direito legal de compensação dos valores e haja a intenção de realizar o ativo e liquidar o passivo simultaneamente.

As classificações dos instrumentos financeiros (ativos e passivos) estão demonstradas na nota 30.

- Capital social

Ações ordinárias e preferenciais são classificadas como capital social no patrimônio líquido. Custos adicionais diretamente atribuíveis à emissão de ações e opções de ações são reconhecidos como dedução do patrimônio líquido, líquidos de quaisquer efeitos tributários. Ações preferenciais não dão direito a voto e possuem preferência na liquidação da sua parcela do capital social. As ações preferenciais têm direito a um dividendo 10% superior ao pago a detentores de ações ordinárias.

3.3 Intangível

Inclui os direitos que tenham por objeto bens incorpóreos como ágios, direito de exploração de concessões, *softwares* e servidão de passagem.

O ativo intangível que corresponde ao direito de exploração de concessões é originado dos investimentos na infraestrutura (aplicação do ICPC 01 (R1) – Contratos de Concessão). Em função do contrato de concessão de distribuição de energia elétrica firmado pela Companhia, o ativo intangível registrado corresponde ao direito que a Companhia possui de cobrar os usuários pelo uso da infraestrutura da concessão. Uma vez que o prazo para exploração é definido contratualmente, este ativo intangível, de vida útil definida, é amortizado pelo prazo de

concessão, de acordo com uma curva que reflita o padrão de consumo em relação aos benefícios econômicos esperados. Para mais informações vide nota 3.1.

Os itens que compõem a infraestrutura são vinculados diretamente à operação da Companhia, não podendo ser retirados, alienados, cedidos ou dados em garantia hipotecária sem a prévia e expressa autorização da ANEEL. A ANEEL, através da Resolução nº 20 de 3 de fevereiro de 1999, alterada pela Resolução Normativa nº 691 de 8 de dezembro de 2015, dispensa as concessionárias do serviço público de energia elétrica de prévia anuência para desvincular do seu acervo patrimonial bens móveis e imóveis considerados inservíveis à concessão, sendo o produto da alienação dos bens depositado em conta bancária vinculada para aplicação na concessão.

3.4 Redução ao valor recuperável (“impairment”)

- Ativos financeiros

Um ativo financeiro não mensurado pelo valor justo por meio do resultado é avaliado a cada data de apresentação para apurar se há evidência objetiva de que tenha ocorrido perda no seu valor recuperável, que possa ocorrer após o reconhecimento inicial desse ativo e que tenha um efeito negativo nos fluxos de caixa futuros projetados.

A Companhia avalia a evidência de perda de valor para recebíveis e investimentos mantidos até o vencimento tanto no nível individualizado, como no nível coletivo para todos os títulos significativos. Recebíveis e investimentos mantidos até o vencimento que não são individualmente importantes são avaliados coletivamente quanto à perda de valor por agrupamento conjunto desses títulos com características de risco similares.

Ao avaliar a perda de valor recuperável de forma coletiva, a Companhia utiliza tendências históricas da probabilidade de inadimplência, do prazo de recuperação e dos valores de perda incorridos, ajustados para refletir o julgamento da Administração se as condições econômicas e de crédito atuais são tais que as perdas reais provavelmente serão maiores ou menores que as sugeridas pelas tendências históricas.

A redução do valor recuperável de um ativo financeiro é reconhecida como segue:

- (i) Custo amortizado: pela diferença entre o valor contábil e o valor presente dos fluxos de caixa futuros estimados, descontados à taxa efetiva de juros original do ativo. As perdas são reconhecidas no resultado e refletidas em uma conta de provisão contra recebíveis. Quando um evento subsequente indica reversão da perda de valor, a diminuição na perda de valor é revertida e registrada a crédito no resultado.
- (ii) Disponíveis para venda: pela diferença entre o custo de aquisição, líquido de qualquer reembolso e amortização do principal, e o valor justo atual, decrescido de qualquer redução por perda ao valor recuperável previamente reconhecida no resultado. As perdas são reconhecidas no resultado.

Para os ativos financeiros registrados pelo custo amortizado e/ou títulos de dívida classificados como disponível para venda, caso exista aumento (ganho) em períodos subsequentes ao reconhecimento da perda, a perda de valor é revertida contra o resultado. Todavia, qualquer recuperação subsequente no valor justo de um título patrimonial classificado como disponível para venda para o qual tenha sido registrada perda ao valor recuperável é reconhecido em outros resultados abrangentes.

- Ativos não financeiros

Os ativos não financeiros com vida útil indefinida, como o ágio, são testados anualmente para a verificação se seus valores contábeis não superam os respectivos valores de realização. Os demais ativos sujeitos à amortização são submetidos ao teste de *impairment* sempre que eventos ou mudanças nas circunstâncias indiquem que o valor contábil possa não ser recuperável.

O valor da perda corresponderá ao excesso do valor contábil comparado ao valor recuperável do ativo, representado pelo maior valor entre (i) o seu valor justo, líquido dos custos de venda do bem, ou (ii) o seu valor em uso.

Para fins de teste de *impairment* a Administração utiliza o valor em uso. Para estes casos, os ativos (ex: ágio, intangível de concessão) são segregados e agrupados nos menores níveis existentes para os quais existam fluxos de caixa identificáveis (Unidade Geradora de Caixa – “UGC”). Caso seja identificada uma perda ao valor recuperável, a respectiva perda é registrada na demonstração do resultado. Exceto pelo ágio, em que a perda não pode ser revertida no período subsequente, caso exista, também é realizada uma análise para possível reversão do *impairment*.

3.5 Provisões

As provisões são reconhecidas em função de um evento passado quando há uma obrigação legal ou construtiva que possa ser estimada de maneira confiável e se for provável a exigência de um recurso econômico para liquidar esta obrigação. Quando aplicável, as provisões são apuradas através do desconto dos fluxos de desembolso de caixa futuros esperados a uma taxa que considera as avaliações atuais de mercado e os riscos específicos para o passivo.

3.6 Benefícios a empregados

A Companhia possui benefícios pós-emprego e planos de pensão, reconhecidos pelo regime de competência em conformidade com o CPC 33 (R1) – Benefícios a Empregados, sendo considerada Patrocinadora deste plano. Apesar dos planos possuírem particularidades, têm as seguintes características:

- (i) Plano de Contribuição Definida: plano de benefícios pós-emprego pelo qual a Patrocinadora paga contribuições fixas para uma entidade separada, não possuindo qualquer responsabilidade sobre as insuficiências atuariais desse plano. As obrigações são reconhecidas como despesas no resultado do exercício em que os serviços são prestados.
- (ii) Plano de Benefício Definido: A obrigação líquida é calculada pela diferença entre o valor presente da obrigação atuarial obtida através de premissas, estudos biométricos e taxas de juros condizentes com os rendimentos de mercado, e o valor justo dos ativos do plano na data do balanço. A obrigação atuarial é anualmente calculada por atuários independentes, sob responsabilidade da Administração, através do método da unidade de crédito projetada. Os ganhos e perdas atuariais são reconhecidos em outros resultados abrangentes, conforme ocorrem. Os juros líquidos (receita ou despesa) são calculados aplicando a taxa de desconto no início do período ao valor líquido do passivo ou ativo de benefício definido. O registro de custos de serviços passados, quando aplicável, é efetuado imediatamente no resultado.

Para os casos em que o plano se torne superavitário e exista a necessidade de reconhecimento de um ativo, tal reconhecimento é limitado ao valor presente dos benefícios econômicos disponíveis na forma de reembolsos ou reduções futuras nas contribuições ao plano.

3.7 Dividendos e juros sobre capital próprio

De acordo com a legislação brasileira, a Companhia é requerida a distribuir como dividendo anual mínimo obrigatório 25% do lucro líquido ajustado quando previsto no Estatuto Social. De acordo com as práticas contábeis brasileiras, CPC 24 e ICPC 08 (R1), apenas o dividendo mínimo obrigatório pode ser provisionado, já o dividendo declarado ainda não aprovado só deve ser reconhecido como passivo nas demonstrações financeiras após aprovação pelo órgão competente. Desta forma, os montantes excedentes ao dividendo mínimo obrigatório, conforme rege a Lei nº 6.404/76, são mantidos no patrimônio líquido, em conta de dividendo adicional proposto, em virtude de não atenderem aos critérios de obrigação presente na data das demonstrações financeiras.

Conforme definido no Estatuto Social da Companhia e em consonância com a legislação societária vigente, compete ao Conselho de Administração a declaração de dividendos e juros sobre o capital próprio intermediários apurados através de balanço semestral. A declaração de dividendos e juros sobre capital próprio intermediários, na data base 30 de junho, quando

houver, só é reconhecida como um passivo nas demonstrações financeiras da Companhia após a data de deliberação do Conselho de Administração.

Os juros sobre o capital próprio recebem o mesmo tratamento dos dividendos e também estão demonstrados na mutação do patrimônio líquido. O imposto de renda retido na fonte sobre os juros sobre o capital próprio é contabilizado a débito no patrimônio líquido quando de sua proposição pela Administração, por atenderem, neste momento, o critério de obrigação.

3.8 Reconhecimento de receita

A receita operacional do curso normal das atividades da Companhia é medida pelo valor justo da contraprestação recebida ou a receber. A receita operacional é reconhecida quando existe evidência convincente de que os riscos e benefícios mais significativos foram transferidos para o comprador, de que for provável que os benefícios econômicos financeiros fluirão para a entidade, de que os custos associados possam ser estimados de maneira confiável e de que o valor da receita operacional possa ser mensurado de maneira confiável.

A receita de distribuição de energia elétrica é reconhecida no momento em que a energia é fornecida. A receita não faturada, relativa ao ciclo de faturamento mensal, é apropriada considerando-se como base a carga real de energia disponibilizada no mês e o índice de perda anualizado. Não existe consumidor que isoladamente represente 10% ou mais do total do faturamento.

A receita referente à prestação de serviços é registrada no momento em que o serviço é efetivamente prestado, regido por contrato de prestação de serviços entre as partes.

As receitas dos contratos de construção são reconhecidas pelo método da percentagem completada, sendo as perdas, caso existam, reconhecidas na demonstração do resultado quando incorridas.

3.9 Imposto de renda e contribuição social

As despesas de imposto de renda e contribuição social são calculadas e registradas conforme legislação vigente e incluem os impostos corrente e diferido. Os impostos sobre a renda são reconhecidos na demonstração do resultado, exceto para os casos em que estiverem diretamente relacionados a itens registrados diretamente no patrimônio líquido ou no resultado abrangente, nos quais já são reconhecidos a valores líquidos destes efeitos fiscais.

O imposto corrente é o imposto a pagar ou a receber/compensar esperado sobre o lucro ou prejuízo tributável do exercício. O imposto diferido é reconhecido com relação às diferenças temporárias entre os valores contábeis de ativos e passivos para fins contábeis e os correspondentes valores usados para fins de tributação e para prejuízos fiscais e base negativa de contribuição social.

A Companhia registrou em suas demonstrações financeiras os efeitos dos créditos de imposto de renda e contribuição social sobre prejuízos fiscais, bases negativas da contribuição social e diferenças temporariamente indedutíveis, suportados por previsão de geração futura de bases tributáveis de imposto de renda e contribuição social, aprovadas anualmente pelo Conselho de Administração e apreciadas pelo Conselho Fiscal da controladora CPFL Energia. A Companhia registrou, também, créditos fiscais referentes ao benefício de ágios incorporados, os quais estão sendo amortizados proporcionalmente aos lucros líquidos projetados para o período remanescente do contrato de concessão.

Os ativos e passivos fiscais diferidos são compensados caso haja um direito legal de compensar passivos e ativos fiscais correntes, e eles se relacionam a tributos lançados pela mesma autoridade tributária sobre a mesma entidade sujeita à tributação.

Ativos de imposto de renda e contribuição social diferidos são revisados a cada data de relatório e são reduzidos na medida em que sua realização não seja mais provável.

3.10 Resultado por ação

O resultado por ação básico é calculado por meio do resultado do exercício atribuível aos acionistas controladores e a média ponderada das ações ordinárias e preferenciais em circulação no respectivo exercício. O resultado por ação diluído é calculado por meio do resultado do exercício atribuível aos acionistas controladores, ajustado pelos efeitos dos instrumentos que potencialmente impactariam o resultado do exercício e pela média das ações em circulação, ajustada pelos instrumentos potencialmente conversíveis em ações, com efeito diluidor nos exercícios apresentados, nos termos do CPC 41.

3.11 Subvenção governamental - CDE

As subvenções governamentais somente são reconhecidas quando houver razoável segurança de que esses montantes serão recebidos pela Companhia. São registradas no resultado dos exercícios nos quais a Companhia reconhece como receita os descontos concedidos relacionados à subvenção baixa renda bem como outros descontos tarifários e como recuperação de despesa os custos com risco hidrológico, exposição involuntária e Encargo de Serviço do Sistema ("ESS").

As subvenções recebidas via aporte da Conta de Desenvolvimento Energético ("CDE") (notas 23.3 e 24) referem-se à compensação de descontos concedidos e despesas já incorridas com a finalidade de oferecer suporte financeiro imediato, nos termos do CPC 07.

3.12 Ativo e passivo financeiro setorial

Conforme modelo tarifário, as tarifas de energia elétrica da Companhia deve considerar uma receita capaz de garantir o equilíbrio econômico-financeiro da concessão, estando a Companhia autorizada a cobrar de seus consumidores (após revisão e homologação pela ANEEL): (i) reajuste tarifário anual; e (ii) a cada quatro anos, de acordo com cada concessão, a revisão periódica para efeito de recomposição de parte da Parcela B (custos gerenciáveis), e ajuste da Parcela A (custos não gerenciáveis).

A receita da Companhia é, basicamente, composta pela venda da energia elétrica e pela entrega (transporte) da mesma através do uso da infraestrutura (rede) de distribuição. A receita da Companhia é afetada pelo volume de energia entregue e pela tarifa. A tarifa de energia elétrica é composta por duas parcelas que refletem a composição da sua receita:

- Parcela A (custos não gerenciáveis): esta parcela deve ser neutra em relação ao desempenho da entidade, ou seja, os custos incorridos pela Companhia, classificável como Parcela A, são integralmente repassados ao consumidor ou suportados pelo Poder Concedente; e
- Parcela B (custos gerenciáveis): composta pelos gastos com investimento em infraestrutura, gastos com a operação e a manutenção e pela remuneração aos provedores de capital. Essa parcela é aquela que efetivamente afeta o desempenho da entidade, pois possui risco intrínseco de negócios por não haver garantia de neutralidade tarifária para essa parte.

Esse mecanismo de definição de tarifa pode originar diferença temporal que decorre da diferença entre os custos orçados (Parcela A e outros componentes financeiros) e incluídos na tarifa no início do período tarifário, e aqueles que são efetivamente incorridos ao longo do período de vigência da tarifa. Essa diferença constitui um direito a receber pela Companhia nos casos em que os custos orçados e incluídos na tarifa são inferiores aos custos efetivamente incorridos, ou uma obrigação quando os custos orçados e incluídos na tarifa são superiores aos custos efetivamente incorridos.

Em 25 de novembro de 2014, conforme Despacho nº 4.621, a ANEEL aprovou termo aditivo ao contrato de concessão da Companhia, mediante a inclusão de cláusula específica garantindo que os saldos remanescentes (ativos ou passivos) de eventual insuficiência de recolhimento ou ressarcimento pela tarifa em decorrência da extinção da concessão, por qualquer motivo, serão objeto de indenização.

Em 10 de dezembro de 2014, a Companhia assinou termo aditivo ao contrato de concessão. Este aditivo inclui cláusula específica que garante que os saldos remanescentes (ativos ou passivos) de eventual insuficiência de recolhimento ou ressarcimento pela tarifa em decorrência da extinção da concessão, por qualquer motivo, serão objeto de indenização (“componentes tarifários”). Esta mudança contratual assegura a partir da data de sua assinatura, o direito (e impõe a obrigação) incondicional de receber (ou entregar) caixa ou outro instrumento financeiro. Portanto, este evento extinguiu as incertezas quanto à realização do ativo e exigibilidade do passivo. Desta forma, a Companhia, passou a reconhecer, prospectivamente, os componentes de Parcela A e outros componentes financeiros, como ativo e passivo financeiro setorial (nota 8), em contrapartida à rubrica ativo e passivo financeiro setorial em outras receitas operacionais (nota 23). Após o reconhecimento inicial, o saldo de ativo e passivo financeiro setorial é basicamente atualizado monetariamente pela variação da SELIC, dependendo de suas respectivas naturezas.

3.13 Novas normas e interpretações adotadas

Foram emitidas e/ou revisadas diversas normas pelo IASB e CPC, que entraram obrigatoriamente em vigor para períodos contábeis iniciados em 1º de janeiro de 2015:

a) Alterações ao IAS 19 (R) - Planos de Benefício Definido: Contribuições dos Empregados

Estas alterações esclarecem o tratamento contábil para contribuições de empregados ou terceiros em planos de benefício definido. Quando os termos formais do plano especificarem contribuições de empregados ou de terceiros, a contabilização depende das contribuições estarem vinculadas ao serviço:

- Se as contribuições não estiverem vinculadas ao serviço, afetam a reavaliação do passivo ou do ativo associado com o benefício definido;
- Se as contribuições estiverem vinculadas ao serviço, reduzem os custos do serviço. Se o valor da contribuição depender do tempo de serviço, a entidade deve atribuí-las ao período de serviço utilizando o método definido no parágrafo 70 da IAS 19 (R). Se o valor da contribuição for independente do tempo de serviço, a entidade pode reduzir o custo do serviço no período em que o serviço for prestado, ou reduzir o custo do serviço atribuindo as contribuições ao período de serviço do empregado, de acordo com o parágrafo 70 da IAS 19 (R).

Estas alterações foram aplicadas e não houve impacto sobre os valores reconhecidos ou divulgações nas demonstrações financeiras para o exercício findo em 31 de dezembro de 2015.

b) Alterações as IFRSs – Melhorias Anuais nas IFRS ciclo 2010-2012 e Melhorias Anuais nas IFRS ciclo 2011-2013 (aplicáveis a partir de 1º de julho de 2014)

As alterações incluídas nas Melhorias Anuais nas IFRS ciclo 2010-2012 e ciclo 2011-2013 não tiveram impacto significativo sobre as divulgações ou valores reconhecidos nas demonstrações financeiras da Companhia para o exercício findo em 31 de dezembro de 2015.

3.14 Novas normas e interpretações ainda não adotadas

Diversas novas normas e emendas às normas e interpretações IFRS foram emitidas pelo IASB e ainda não entraram em vigor para o exercício encerrado em 31 de dezembro de 2015. A Companhia não adotou as IFRS novas ou revisadas a seguir:

a) IFRS 9 - Instrumentos financeiros

O IFRS 9 será aplicável para os exercícios iniciados em ou após 1º de janeiro de 2018, com adoção antecipada permitida.

Esta norma estabelece novos requerimentos para classificação e mensuração de ativos e passivos financeiros. Os ativos financeiros serão classificados em duas categorias: (i) mensurado no reconhecimento inicial pelo valor justo; e (ii) mensurados pelo custo amortizado, baseado no modelo de negócio pelo qual eles são mantidos e nas características de seus fluxos de caixa contratuais.

Com relação aos passivos financeiros, a principal alteração relacionada aos requerimentos já estabelecidos pelo IAS 39/CPC 38 requer que a mudança no valor justo do passivo financeiro designado ao valor justo contra o resultado, que seja atribuível a mudanças no risco de crédito daquele passivo, seja apresentada em outros resultados abrangentes e não na demonstração do resultado, a menos que tal reconhecimento resulte em uma incompatibilidade na demonstração do resultado.

Em relação ao *impairment* de ativos financeiros, a IFRS 9 requer o modelo de expectativa de perda no crédito, ao contrário do modelo de perda efetiva do crédito mencionada no IAS 39/CPC 38. O modelo de expectativa de perda no crédito requer que a empresa registre contabilmente a expectativa de perdas em créditos e modificações nessas expectativas a cada data de reporte para refletir as mudanças no risco de crédito desde o reconhecimento inicial. Em outras palavras, não é mais necessário que o evento ocorra antes para que seja reconhecida a perda no crédito.

No que tange as modificações relacionadas a contabilização de *hedge*, a IFRS 9 mantém os três tipos de mecanismo de contabilização de *hedge* previstos na IAS 39. Por outro lado, esta nova norma traz maior flexibilidade no que tange os tipos de transações elegíveis à contabilização de *hedge*, mais especificamente a ampliação dos tipos de instrumentos que se qualificam como instrumentos de *hedge* e os tipos de componentes de risco de itens não financeiros elegíveis à contabilização de *hedge*. Adicionalmente, o teste de efetividade foi renovado e substituído pelo princípio de “relacionamento econômico”. Ainda, a avaliação retroativa da efetividade do *hedge* não é mais necessária e ocorreu a introdução de exigências adicionais de divulgação relacionadas às atividades de gestão de riscos de uma entidade.

A Companhia possui ativos relevantes classificados como “disponíveis para venda”, de acordo com os requerimentos atuais do IAS 39/CPC 38. Estes ativos representam o direito à indenização ao final do prazo de concessão da Companhia. A designação destes instrumentos como disponíveis para venda ocorre em função da não classificação nas outras três categorias descritas no IAS 39/CPC 38 (empréstimos e recebíveis, valor justo contra o resultado e mantidos até o vencimento). A opinião preliminar da Administração é que, caso estes ativos sejam classificados como mensurados ao valor justo contra resultado de acordo com a nova norma, os efeitos da mensuração subsequente deste ativo seria registrado no resultado do exercício. Assim, não haverá impactos relevantes nas demonstrações financeiras da Companhia.

Adicionalmente, a Companhia não aplica a contabilização de *hedge*, a Administração concluiu que não haverá impacto relevante nas informações divulgadas ou valores registrados em suas demonstrações financeiras no que tange às alterações da norma sobre este tópico. Com relação às mudanças ao cálculo de *impairment* de instrumentos financeiros, a Companhia está avaliando os impactos da adoção em suas demonstrações financeiras.

b) IFRS 14 - Contas regulatórias diferidas

A IFRS 14 determina a contabilização de saldos de contas regulatórias diferidas referente ao mercado em que a tarifa é regulada apenas para adotantes iniciais das IFRSs, permitindo aos adotantes iniciais manterem suas políticas e práticas contábeis sobre ativos e passivos regulatórios contabilizadas conforme os GAAP anteriores.

A IFRS 14 é aplicável para as primeiras demonstrações financeiras anuais da entidade, elaboradas de acordo com as IFRSs para períodos iniciados em ou após 1º de janeiro de 2016, sendo permitida a adoção antecipada.

Como a Companhia não é adotante inicial do IFRS, não haverá impactos em suas demonstrações financeiras.

c) IFRS 15 - Receita de contratos com clientes

A IFRS 15 estabelece um modelo simples e claro para contabilização de receitas provenientes de contratos com clientes e, quando se tornar efetivo, substituirá o guia atual de reconhecimento da receita presente no IAS 18/CPC 30 (R1) - Receitas, IAS 11/CPC 17 (R1) - Contratos de Construção e as interpretações relacionadas.

Esta norma estabelece que uma entidade deve reconhecer a receita para representar a transferência (ou promessa) de bens ou serviços a clientes de forma a refletir a consideração de qual montante espera trocar por aqueles bens ou serviços. A norma introduz um modelo para o reconhecimento da receita que considera cinco passos: (1) identificação do contrato com o cliente; (2) identificação da obrigação de desempenho definida no contrato; (3) determinação do preço da transação; (4) alocação do preço da transação às obrigações de desempenho do contrato e (5) reconhecimento da receita se e quando a empresa cumprir as obrigações de desempenho.

Em suma, pelos novos requerimentos da IFRS 15, a entidade reconhece a receita somente quando (ou se) a obrigação de desempenho for cumprida, ou seja, quando o “controle” dos bens ou serviços de uma determinada operação são efetivamente transferidos ao cliente. Adicionalmente, esta norma estabelecerá um maior detalhamento nas divulgações relacionadas aos contratos com clientes.

A IFRS 15 será aplicável para períodos anuais iniciados em ou após 1º de janeiro de 2018, sendo permitida sua adoção antecipada. A Companhia está avaliando os potenciais impactos da adoção deste novo pronunciamento, e preliminarmente, avalia que tendem a não ser relevantes em suas demonstrações financeiras.

d) Alterações a IAS 16/CPC 27 e IAS 38/CPC 04 (R1) – Esclarecimento sobre os métodos aceitáveis de depreciação e amortização

As alterações à IAS 16/CPC 27 proíbem as empresas de usarem o método de depreciação baseada na receita para itens do imobilizado. As alterações da IAS 38/CPC 04 (R1) introduzem a premissa refutável de que a receita não é uma base apropriada para determinar a amortização de um ativo intangível. Essa premissa pode ser refutada apenas nas duas condições abaixo:

- (i) quando o ativo intangível for expressamente mensurado pela receita; ou
- (ii) quando for possível demonstrar que a receita e os benefícios econômicos do ativo intangível são altamente correlacionados.

As alterações são aplicáveis prospectivamente aos períodos anuais a serem iniciados em ou após 1º de janeiro de 2016.

Atualmente, a Companhia utiliza para o ativo intangível da concessão, a curva do resultado projetado para o prazo remanescente da concessão como base para amortização.

Considerando que o método aplicado pela Companhia para amortização do ativo intangível da concessão não será mais permitido para fins de amortização, conforme alterações à IAS 16/CPC 27 e à IAS 38/CPC 04 (R1), a Companhia passará a adotar prospectivamente o método linear pelo prazo remanescente da concessão.

Com base em uma análise preliminar, a Companhia não espera impactos relevantes em suas demonstrações financeiras em função da aplicação dessas alterações.

e) Alterações ao IAS 1/CPC 26 – Iniciativa de Divulgações

As alterações à IAS 1/CPC 26 oferecem orientações com relação à aplicação do conceito de materialidade na prática.

Estas alterações são aplicáveis a períodos anuais iniciados em ou após 1º de janeiro de 2016. Com base em avaliação preliminar, a Administração da Companhia não acredita que a aplicação dessas alterações à IAS 1/CPC 26 terá um impacto relevante sobre suas demonstrações financeiras.

f) Melhorias Anuais ao Ciclo de IFRSs 2012 – 2014

- f.1) Alterações na IFRS 5 – Ativo Não Circulante Mantido para Venda e Operação Descontinuada: introduzem orientações específicas na IFRS 5 com relação a quando uma entidade reclassifica um ativo (ou grupo de alienação) de “mantido para venda” para “mantido para distribuição para titulares” (ou vice-versa). As alterações esclarecem que essa mudança deve ser considerada como uma continuidade do plano original de alienação e, portanto, as exigências previstas na IFRS 5 com relação à alteração do plano de venda não são aplicáveis. As alterações esclarecem ainda a orientação com relação à descontinuidade da contabilização de ativos classificados como “mantido para distribuição”.
- f.2) Alterações na IFRS 7 - Instrumentos Financeiros: Divulgações (com alterações refletidas na IFRS 1): fornecem orientações adicionais para esclarecer se um contrato de serviços constitui envolvimento contínuo em um ativo transferido para fins das divulgações necessárias com relação a ativos transferidos.
- f.3) Alterações ao IAS 19 (R) - Benefício a Empregados: esclarecem que a taxa utilizada para desconto de obrigações de benefício pós-aposentadoria deve ser determinada com base nos rendimentos de mercado no final do período de reporte com relação a títulos corporativos de alta qualidade. A avaliação da abrangência de um mercado para títulos corporativos de alta qualidade deve ser ao nível da moeda (isto é, a mesma moeda na qual os benefícios serão pagos). Para moedas para as quais não haja mercado de alta liquidez para esses títulos corporativos de alta qualidade, deve-se tomar por base os rendimentos de mercado sobre títulos governamentais denominados naquela moeda no final do período de reporte.
- f.4) Alterações ao IAS 34 – Demonstrações Financeiras Intermediárias: exigem que as informações relativas ao parágrafo 16A do IAS 34 sejam incluídas ou nas demonstrações financeiras intermediárias ou incorporadas através de referência cruzada para outra parte do relatório financeiro intermediário que esteja disponível para os usuários nos mesmos termos e ao mesmo tempo em que as demonstrações financeiras intermediárias.

Com base em avaliação preliminar, a Administração da Companhia acredita que a aplicação dessas alterações não terá um efeito relevante sobre as divulgações e montantes reconhecidos em suas demonstrações financeiras.

(4) DETERMINAÇÃO DO VALOR JUSTO

Diversas políticas e divulgações contábeis da Companhia exigem a determinação do valor justo, tanto para os ativos e passivos financeiros como para os não financeiros. Os valores justos têm sido apurados para propósitos de mensuração e/ou divulgação baseados nos métodos a seguir. Quando aplicável, as informações adicionais sobre as premissas utilizadas na apuração dos valores justos são divulgadas nas notas específicas àquele ativo ou passivo.

Desta forma, a Companhia determina o valor justo conforme CPC 46, o qual define o valor justo como a estimativa de preço pelo qual uma transação não forçada para a venda do ativo ou para a transferência do passivo ocorreria entre participantes do mercado sob condições atuais de mercado na data de mensuração.

- Instrumentos financeiros

Os instrumentos financeiros reconhecidos a valores justos são valorizados através da cotação em mercado ativo para os respectivos instrumentos, ou quando tais preços não estiverem disponíveis, são valorizados através de modelos de precificação, aplicados individualmente para cada transação, levando em consideração os fluxos futuros de pagamento, com base nas condições contratuais, descontados a valor presente por taxas obtidas através das curvas de juros de mercado, tendo como base, sempre que disponível, informações obtidas pelo site da BM&F BOVESPA S.A. e Associação Brasileira das Entidades dos Mercados Financeiro e de

Capitais - ANBIMA (nota 30) e também contempla a taxa de risco de crédito da parte devedora.

Os ativos financeiros classificados como disponíveis para venda referem-se ao direito à indenização que será paga pela União no momento da reversão dos ativos da Companhia, ao final do seu prazo de concessão. A metodologia adotada para valorização a valor justo destes ativos tem como ponto de partida o processo de revisão tarifária da Companhia. Este processo, realizado a cada quatro anos consiste na avaliação ao preço de reposição da infraestrutura de distribuição, conforme critérios estabelecidos pelo órgão regulador ANEEL. Esta base de avaliação é utilizada para precificação da tarifa que anualmente, até o momento do próximo processo de revisão tarifária, é reajustada tendo como parâmetro os principais índices de inflação.

Desta forma, no momento da revisão tarifária, cada concessionária ajusta a posição do ativo financeiro base para indenização aos valores homologados pelo órgão regulador e utiliza o IPCA como melhor estimativa para ajustar a base original ao respectivo valor justo nas datas subsequentes, em consonância com o processo de revisão tarifária.

(5) CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA

	<u>31/12/2015</u>	<u>31/12/2014</u>
Saldos bancários	17.600	8.327
Aplicações financeiras	<u>558.816</u>	<u>304.025</u>
Aplicação de curtíssimo prazo (a)	4.760	19.945
Certificado de depósito bancário (b)	209.410	-
Fundos de investimento (c)	<u>344.646</u>	<u>284.080</u>
Total	<u><u>576.416</u></u>	<u><u>312.352</u></u>

a) Saldos bancários disponíveis em conta corrente que são remunerados diariamente através de uma aplicação em operações compromissadas com lastro em debêntures e remuneração de 15% da variação do Certificado de Depósito Interbancário ("CDI").

b) Essas aplicações financeiras correspondem a operações de curto prazo em CDB's e debêntures compromissadas realizadas com instituições financeiras de grande porte que operam no mercado financeiro nacional, tendo como características liquidez diária, baixo risco de crédito e remuneração equivalente, na média a 101% do CDI.

c) Representa valores aplicados em Fundos Exclusivos, com liquidez diária e remuneração equivalente, na média a 100,9% do CDI, tendo como características aplicações pós-fixadas em CDI lastreadas em títulos públicos federais, CDB's, letras financeiras e debêntures compromissadas de instituições financeiras de grande porte com baixo risco de crédito.

(6) CONSUMIDORES, CONCESSIONÁRIAS E PERMISSONÁRIAS

	Saldos vincendos	Vencidos		Total	
		até 90 dias	> 90 dias	31/12/2015	31/12/2014
Circulante					
Classes de consumidores					
Residencial	91.834	103.321	17.009	212.164	111.328
Industrial	26.174	28.003	19.566	73.743	37.565
Comercial	36.466	21.159	4.240	61.865	32.523
Rural	2.089	884	68	3.041	1.564
Poder público	12.957	2.522	15	15.494	8.737
Iluminação pública	11.895	3.368	5	15.268	7.853
Serviço público	13.519	374	20	13.914	8.324
Faturado	194.935	159.630	40.923	395.489	207.893
Não faturado	231.865	-	-	231.865	159.594
Parcelamento de débito de consumidores	24.046	6.352	6.333	36.731	19.464
Operações realizadas na CCEE	12.180	-	-	12.180	13.848
Concessionárias e permissionárias	2.282	-	-	2.282	1.969
	465.307	165.982	47.257	678.546	402.768
Provisão para créditos de liquidação duvidosa				(39.690)	(29.045)
Total				638.856	373.723
Não circulante					
Parcelamento de débito de consumidores	6.008	-	-	6.008	5.590
Operações realizadas na CCEE	8.208	-	-	8.208	8.208
	14.216	-	-	14.216	13.798
Provisão para créditos de liquidação duvidosa				(2.736)	(678)
Total				11.480	12.921

Parcelamento de débitos de consumidores - Refere-se à negociação de créditos vencidos junto a consumidores, principalmente órgãos públicos. Parte destes créditos dispõe de garantia de pagamento pelos devedores, principalmente através de repasse de arrecadação de ICMS com interveniência bancária. Com base na melhor estimativa da Administração, para os montantes sem garantia ou sem expectativa de recebimento, foram constituídas provisões para créditos de liquidação duvidosa.

Provisão para créditos de liquidação duvidosa ("PDD")

A movimentação da provisão para créditos de liquidação duvidosa está demonstrada a seguir:

	Consumidores, concessionárias e permissionárias	Outros créditos (nota 11)	Total
Saldo em 31/12/2013	(41.787)	(2.650)	(44.436)
Provisão revertida (constituída)	(44.765)	(644)	(45.409)
Recuperação de receita	17.470	-	17.470
Baixa de contas a receber provisionadas	39.159	-	39.159
Saldo em 31/12/2014	(29.923)	(3.294)	(33.217)
Provisão revertida (constituída)	(59.099)	771	(58.328)
Recuperação de receita	18.920	-	18.920
Baixa de contas a receber provisionadas	27.676	-	27.676
Saldo em 31/12/2015	(42.426)	(2.523)	(44.949)
Circulante	(39.690)	(2.523)	(42.213)
Não circulante	(2.736)	-	(2.736)

(7) TRIBUTOS A COMPENSAR

	31/12/2015	31/12/2014
Circulante		
Antecipações de contribuição social - CSLL	7.348	-
Antecipações de imposto de renda - IRPJ	14.201	517
Imposto de renda e contribuição social a compensar	5.519	4.981
Imposto de renda retido na fonte - IRRF	4.493	5.128
ICMS a compensar	13.073	11.906
Programa de integração social - PIS	560	325
Contribuição para financiamento da seguridade social - COFINS	2.536	1.392
Instituto nacional de seguridade social - INSS	4.325	-
Outros	78	15
Total	52.134	24.265
Não circulante		
ICMS a compensar	18.431	20.006
Total	18.431	20.006

Imposto de renda retido na fonte – IRRF - Os saldos referem-se principalmente a IRRF sobre aplicações financeiras.

ICMS a compensar - Refere-se principalmente a crédito constituído de aquisição de bens que resultam no reconhecimento de ativos intangíveis e ativos financeiros.

(8) ATIVO E PASSIVO FINANCEIRO SETORIAL

A composição dos saldos e a movimentação do exercício do ativo e passivo financeiro setorial são como segue:

	Saldo em 31/12/2014	Receita operacional		Resultado financeiro	Recebimento		Saldo em 31/12/2015
		Constituição	Realização	Atualização monetária	via bandeira tarifária (nota 23.4)	via aporte CCEE	
Parcela "A"							
CVA (*)							
CDE (**)	23.884	162.802	(45.194)	8.322	-	-	149.815
Custos energia elétrica	350.047	127.403	(230.767)	20.334	(174.898)	(18.189)	73.930
ESS e EER (***)	(120.629)	60.948	64.208	(12.415)	(69.059)	-	(76.948)
Proinfa	5.404	(5.572)	(4.352)	(407)	-	-	(4.926)
Rede básica	22.979	412	(13.967)	2.338	-	-	11.762
Repasse de Itaipu	(72.392)	298.512	24.941	14.166	-	-	265.226
Transporte de Itaipu	644	2.966	(734)	266	-	-	3.142
Neutralidade dos encargos setoriais	(3.033)	17.237	1.502	251	-	-	15.958
Sobrecontratação	148.283	35.763	(31.147)	16.315	(7.601)	(58.376)	103.237
Outros componentes financeiros	(89.483)	8.718	66.911	698	-	-	(13.154)
Total	265.704	709.189	(168.598)	49.868	(251.558)	(76.565)	528.040
Ativo circulante	115.674						399.540
Ativo não circulante	150.030						128.500

(*) Conta de compensação de variação dos valores de itens da parcela "A"

(**) Conta de desenvolvimento energético

(***) Encargo do serviço do sistema ("ESS") e Encargo de energia de reserva ("EER")

Recebimento via aporte da CCEE - A ANEEL divulgou o despacho nº 773 de 27 de março de 2015 que fixou os valores dos recursos da Conta no Ambiente de Contratação Regulada ("conta ACR") repassados a Companhia em março de 2015, referente às competências de novembro e dezembro de 2014.

a) CVA

Referem-se às contas de variação da Parcela A, conforme nota 3.12. Os valores apurados são atualizados monetariamente com base na taxa SELIC e compensados nos processos tarifários subsequentes.

b) Neutralidade dos encargos setoriais

Refere-se à neutralidade dos encargos setoriais constantes das tarifas de energia elétrica, apurando as diferenças mensais entre os valores faturados relativos a esses encargos e os respectivos valores contemplados no momento da constituição da tarifa das distribuidoras.

c) Sobrecontratação

As distribuidoras de energia elétrica são obrigadas a garantir 100% do seu mercado de energia por meio de contratos aprovados, registrados e homologados pela ANEEL, tendo também a garantia do repasse às tarifas dos custos ou receitas decorrentes das sobras de energia elétrica, limitadas a 5% do requisito regulatório, e dos custos decorrentes de déficits de energia elétrica. Os valores apurados são atualizados monetariamente com base na taxa SELIC e compensados nos processos tarifários subsequentes.

d) Outros Componentes Financeiros

Refere-se principalmente à (i) exposição por diferenças de preços entre submercados impostos aos agentes de distribuição que celebrarem Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado – CCEAR, (ii) garantias financeiras, relacionadas à compensação do custo do aporte prévio de garantias exigido das distribuidoras para a realização de transações comerciais entre os agentes do setor e (iii) componentes financeiros concedidos para compensar eventuais recálculos de processos tarifários pela ANEEL, de forma a neutralizar os efeitos aos consumidores.

(9) CRÉDITOS (DÉBITOS) FISCAIS DIFERIDOS

9.1 - Composição dos créditos (débitos) fiscais:

	<u>31/12/2015</u>	<u>31/12/2014</u>
<u>Crédito (débito) de contribuição social</u>		
Bases negativas	18.636	-
Benefício fiscal do ágio incorporado	13.286	14.691
Diferenças temporariamente indedutíveis	(44.700)	15.721
Subtotal	(12.778)	30.412
<u>Crédito (débito) de imposto de renda</u>		
Prejuízos fiscais	51.709	-
Benefício fiscal do ágio incorporado	45.597	50.417
Diferenças temporariamente indedutíveis	(124.670)	42.363
Subtotal	(27.364)	92.780
<u>Crédito (débito) de PIS e COFINS</u>		
Diferenças temporariamente indedutíveis	(5.459)	5.186
Total	(45.602)	128.378

9.2 – Benefício fiscal do ágio incorporado:

Refere-se ao crédito fiscal calculado sobre o ágio de aquisição incorporado e está registrado de acordo com os conceitos das Instruções CVM nº 319/1999 e nº 349/2001 e ICPC 09 (R2) –

“Demonstrações Contábeis Individuais, Demonstrações Separadas, Demonstrações Consolidadas e Aplicação do Método de Equivalência Patrimonial”. O benefício está sendo realizado de forma proporcional à amortização fiscal dos ágios incorporados que os originaram, conforme o lucro líquido projetado da Companhia, durante o prazo remanescente da concessão. No exercício de 2015, a taxa anual de amortização aplicada foi de 4,03% (4,18% no exercício de 2014).

9.3 - Saldos acumulados sobre diferenças temporariamente indedutíveis:

	31/12/2015			31/12/2014		
	CSLL	IRPJ	PIS/COFINS	CSLL	IRPJ	PIS/COFINS
Diferenças temporariamente indedutíveis						
Provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas	6.183	17.176	-	7.405	20.571	-
Entidade de previdência privada	1.867	5.185	-	1.900	5.277	-
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	4.045	11.237	-	2.989	8.304	-
Provisão energia livre	1.494	4.151	-	1.319	3.665	-
Programas de P&D e eficiência energética	2.965	8.236	-	1.985	5.513	-
Provisão relacionada a pessoal	404	1.123	-	595	1.652	-
Derivativos	(38.892)	(108.033)	-	-	-	-
Registro da concessão - ajuste do intangível (CPC)	(1.407)	(3.909)	-	(1.517)	(4.214)	-
Registro da concessão - ajuste do ativo financeiro (CPC)	(24.220)	(67.277)	(5.459)	(11.892)	(33.033)	-
Revisão tarifária - rito provisório	-	-	-	4.579	12.720	5.186
Perdas atuariais (CPC)	3.541	9.835	-	3.541	9.835	-
Instrumentos financeiros (CPC)	(1.613)	(4.481)	-	(581)	(1.614)	-
Outros	345	452	-	410	(169)	-
Diferenças temporariamente indedutíveis - resultado abrangente acumulado						
Perdas atuariais (CPC)	587	1.634	-	4.988	13.855	-
Total	(44.700)	(124.670)	(5.459)	15.721	42.363	5.186

9.4 - Reconciliação dos montantes de contribuição social e imposto de renda registrados nos resultados dos exercícios de 2015 e 2014:

	2015		2014	
	CSLL	IRPJ	CSLL	IRPJ
Lucro antes dos tributos	328.425	328.425	284.363	284.363
Ajustes para refletir a alíquota efetiva:				
Incentivos fiscais - PIIT (*)	-	-	(1.325)	(1.325)
Ajuste de receita de ultrapassagem e excedente de reativos	30.160	30.160	23.932	23.932
Despesa juros sobre o capital próprio	(14.030)	(14.030)	(17.833)	(17.833)
Outras adições (exclusões) permanentes líquidas	3.185	(2.589)	6.046	(8.810)
Base de cálculo	347.739	341.966	295.183	280.327
Alíquota aplicável	9%	25%	9%	25%
Total	(31.297)	(85.491)	(26.566)	(70.082)
Corrente	7.494	22.432	(15.546)	(38.518)
Diferido	(38.791)	(107.924)	(11.021)	(31.563)

(*) Programa de incentivo de inovação tecnológica

O imposto de renda e a contribuição social diferidos reconhecidos diretamente no Patrimônio Líquido (outros resultados abrangentes) nos exercícios de 2015 e 2014 foram os seguintes:

	2015		2014	
	CSLL	IRPJ	CSLL	IRPJ
Perdas/(ganhos) atuariais	(48.884)	(48.884)	45.439	45.439
Alíquota aplicável	9%	25%	9%	25%
Tributos apurados	4.400	12.221	(4.090)	(11.360)
Limitação na constituição	-	-	(2.021)	(5.614)
Tributos reconhecidos em outros resultados abrangentes	4.400	12.221	(6.111)	(16.974)

(10) ATIVO FINANCEIRO DA CONCESSÃO

Saldo em 31/12/2013	493.667
Adições	77.870
Ajuste de expectativa de fluxo de caixa	18.818
Baixas	(1.056)
Saldo em 31/12/2014	589.299
Adições	52.786
Ajuste de expectativa de fluxo de caixa	143.269
Baixas	(461)
Saldo em 31/12/2015	784.893

O saldo refere-se ao valor justo do ativo financeiro, correspondente ao direito estabelecido no contrato de concessão de energia, de receber caixa via indenização, no momento da reversão dos ativos ao Poder Concedente ao término da concessão.

Conforme modelo tarifário vigente, a remuneração deste ativo é reconhecida no resultado mediante faturamento aos consumidores e sua realização ocorre no momento do recebimento das contas de energia elétrica. Adicionalmente a diferença para ajustar o saldo à expectativa de recebimento do fluxo de caixa, conforme valor justo (valor novo de reposição "VNR") é registrada como contrapartida na conta de receita financeira, no resultado do exercício.

(11) OUTROS CRÉDITOS

	Circulante		Não circulante	
	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014
Adiantamentos - Fundação CESP	2.142	2.133	-	-
Adiantamentos - fornecedores	-	596	-	-
Cauções, fundos e depósitos vinculados	-	541	6.243	2.487
Ordens em curso	53.561	46.023	-	-
Serviços prestados a terceiros	908	2.950	-	-
Convênios de arrecadação	14.167	9.044	-	-
Despesas antecipadas	11.706	8.605	-	-
Contas a receber Aporte CDE/CCEE	26.060	52.950	-	-
(-) Provisão para créditos de liquidação duvidosa (nota 6)	(2.523)	(3.294)	-	-
Adiantamentos a funcionários	2.372	1.979	-	-
Arrendamentos e aluguéis de postes	4.562	3.600	-	-
Faturas diversas	6.857	18.102	-	-
Outros	5.129	3.048	8	1.348
Total	124.941	146.276	6.251	3.836

Cauções, fundos e depósitos vinculados - São garantias oferecidas para operações na CCEE e aplicações financeiras exigidas por contratos de financiamento.

Ordens em curso - Compreendem custos e receitas relacionados à desativação ou alienação, em andamento, de bens do ativo intangível e os custos dos serviços relacionados a gastos com os projetos em andamento dos Programas de Eficiência Energética ("PEE") e Pesquisa e Desenvolvimento ("P&D"). Quando do encerramento dos respectivos projetos, os saldos são amortizados em contrapartida ao respectivo passivo registrado em outras contas a pagar (nota 20).

Convênios de arrecadação - Referem-se a convênios firmados com prefeituras e empresas para arrecadação através da conta de energia elétrica e posterior repasse de valores referentes à contribuição de iluminação pública, jornais, assistência médica, seguros residenciais, entre outros.

Contas a receber – Aporte CDE/CCEE – Referem-se às: (i) subvenções de baixa renda no montante de R\$ 2.184 (R\$ 1.948 em 31 de dezembro de 2014) (nota 23); (ii) outros descontos tarifários concedidos aos consumidores no montante de R\$ 23.876 (R\$ 51.002 em 31 de dezembro de 2014) (nota 23).

Em 29 de maio de 2015, a Companhia obteve liminar que autorizou o não recolhimento dos valores devidos de quotas de CDE (nota 17) até o limite dos saldos a receber da Eletrobrás referente ao aporte de CDE. Em 25 de setembro de 2015 e 1º de dezembro de 2015, a Companhia recebeu da Eletrobrás os recibos de quitação da quota da CDE mediante compensação do contas a receber da Eletrobrás, referente ao aporte de CDE, no montante de R\$ 97.051. Como consequência, a Companhia efetuou a compensação do contas a receber-Aporte de CDE com o contas a pagar de CDE.

(12) INTANGÍVEL

	Direito de concessão		Outros ativos intangíveis	Total
	Infraestrutura de distribuição - em serviço	Infraestrutura de distribuição - em curso		
Saldo em 31/12/2013	834.448	62.049	5	896.501
Custo histórico	1.892.547	62.049	239	1.954.834
Amortização acumulada	(1.058.099)	-	(234)	(1.058.333)
Adições	-	178.256	-	178.256
Amortização	(91.125)	-	(5)	(91.130)
Transferência - intangíveis	98.796	(98.796)	-	-
Transferência - ativo financeiro	(549)	(77.321)	-	(77.870)
Baixa e transferência - outros ativos	(8.471)	156	-	(8.315)
Saldo em 31/12/2014	833.099	64.344	-	897.443
Custo histórico	1.887.840	64.344	239	1.952.422
Amortização acumulada	(1.054.741)	-	(239)	(1.054.980)
Adições	-	155.610	-	155.610
Amortização	(93.556)	-	-	(93.556)
Transferência - intangíveis	79.990	(79.990)	-	-
Transferência - ativo financeiro	1.124	(53.910)	-	(52.786)
Baixa e transferência - outros ativos	(8.809)	-	-	(8.809)
Saldo em 31/12/2015	811.848	86.054	-	897.902
Custo histórico	1.919.997	86.054	-	2.006.051
Amortização acumulada	(1.108.149)	-	-	(1.108.149)

Os valores de amortização dos ativos intangíveis de infraestrutura de distribuição (nota 25) estão registrados na demonstração do resultado na rubrica de "amortização".

Em conformidade com o CPC 20 (R1), os juros referentes aos empréstimos tomados pela Companhia são capitalizados para os ativos intangíveis qualificáveis. Para o exercício de 2015 foram capitalizados R\$ 2.274 (R\$ 2.555 em 2014) a uma taxa média de 8,09% a.a.

Teste de redução ao valor recuperável

Para todos os exercícios apresentados, a Companhia avaliou eventuais indicativos de desvalorização de seus ativos que pudessem gerar a necessidade de testes sobre o valor de recuperação. Tal avaliação foi baseada em fontes externas e internas de informação, levando-se em consideração variações em taxas de juros, mudanças em condições de mercado, dentre outros.

O resultado de tal avaliação para todos os exercícios apresentados não apontou indicativos de redução no valor recuperável destes ativos, não havendo, portanto, perdas por desvalorização a serem reconhecidas.

(13) FORNECEDORES

	<u>31/12/2015</u>	<u>31/12/2014</u>
Encargos de serviço do sistema	45.713	-
Suprimento de energia elétrica	496.521	376.555
Encargos de uso da rede elétrica	22.248	22.394
Materiais e serviços	50.128	38.235
Energia livre	30.972	27.344
Total	<u>645.582</u>	<u>464.529</u>

(14) ENCARGOS DE DÍVIDAS, EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS

Mensuradas ao custo	Remuneração a.a.	Condições de amortização	Garantias	31/12/2015			31/12/2014		
				Encargos - circulante e não circulante	Principal		Encargos - circulante e não circulante	Principal	
					Circulante	Não circulante		Circulante	Não circulante
Moeda nacional									
BNDES									
FINEM IV	TJLP + 2,12% a 3,3% (a)	72 parcelas mensais a partir de fevereiro de 2012	Fiança da CPFL Energia e recebíveis	140	18.105	19.614	183	18.040	37.584
FINEM IV	Pré fixado 5,5% (b)	96 Parcelas mensais a partir de fevereiro de 2013	Fiança da CPFL Energia e recebíveis	48	3.918	15.997	57	3.918	19.915
FINEM IV	Pré fixado 8,0% (c)	90 Parcelas mensais a partir de agosto de 2011	Fiança da CPFL Energia e recebíveis	6	561	1.169	8	561	1.730
FINEM V	TJLP + 2,06% a 3,08% (d)	72 parcelas mensais a partir de janeiro de 2014	Fiança da CPFL Energia e recebíveis	210	14.353	43.058	232	14.301	57.204
FINEM V	Pré fixado 2,5% (e)	96 Parcelas mensais a partir de dezembro de 2014	Fiança da CPFL Energia e recebíveis	52	6.865	40.619	60	6.865	47.484
FINEM V	Pré fixado 2,5% (f)	114 Parcelas mensais a partir de junho de 2013	Fiança da CPFL Energia e recebíveis	3	395	2.337	3	395	2.732
FINEM VI	TJLP + 2,12% a 2,66% (g)	72 Parcelas mensais a partir de abril de 2016	Fiança da CPFL Energia e recebíveis	248	8.600	60.206	-	-	-
FINEM VI	Pré fixado 6,0% (h)	96 Parcelas mensais a partir de abril de 2016	Fiança da CPFL Energia e recebíveis	78	2.849	27.536	-	-	-
FINEM VI	SELIC + 2,62% a 2,66% (i)	72 Parcelas mensais a partir de abril de 2016	Fiança da CPFL Energia e recebíveis	45	4.945	34.615	-	-	-
FINAME	Pré fixado 4,5%	96 parcelas mensais a partir de janeiro de 2012	Aval da CPFL Energia	31	4.000	12.000	39	4.000	16.000
Instituições financeiras									
Banco do Brasil-capital de giro	98,5% do CDI (j)	4 parcelas anuais a partir de julho de 2012	Aval da CPFL Energia	-	-	-	2.259	4.525	-
Banco do Brasil-capital de giro	104,9% do CDI (k)	2 parcelas anuais a partir de julho de 2017	Aval da CPFL Energia	14.353	-	44.000	7.222	-	44.000
Outros									
ELETRORBRÁS	RGR + 6%	Parcelas mensais a partir de agosto de 2006	Recebíveis e notas promissórias	-	88	-	-	151	88
Outros				764	-	257	709	-	248
Total moeda nacional - mensuradas ao custo				15.978	64.679	301.408	10.772	52.756	226.985
Mensuradas ao valor justo									
Moeda estrangeira									
Instituições financeiras									
Citibank	US\$ + Libor 6 meses + 1,69% (1)	Parcela única em agosto de 2016	Aval da CPFL Energia e nota promissória	-	-	-	151	-	21.249
Scotiabank	US\$ + 3,3125% (2)	Parcela única em julho de 2016	Aval da CPFL Energia e nota promissória	1.932	122.805	-	1.307	-	83.536
Santander	US\$ + 2,58% (3)	Parcela única em julho de 2016	Aval da CPFL Energia e nota promissória	2.282	174.985	-	1.553	-	119.032
Citibank	US\$ + Libor 6 meses + 1,14% (4)	Parcela única em janeiro de 2017	Aval da CPFL Energia e nota promissória	-	-	-	1.037	-	166.013
Citibank	US\$ + Libor 3 meses + 1,35% (5)	Parcela única em março de 2019	Aval da CPFL Energia e nota promissória	262	-	195.240	152	-	132.810
Sumitomo	US\$ + Libor 3 meses + 1,35% (6) (l)	Parcela única em abril de 2016	Aval da CPFL Energia e Nota Promissória	698	-	195.240	449	-	132.810
BNP Paribas	EURO + 1,6350% (7)	Parcela única em janeiro de 2018	Aval da CPFL Energia e nota promissória	1.822	-	234.652	-	-	-
Citibank	US\$ + Libor 3 meses + 1,41% (8)	02 Parcelas anuais a partir de janeiro de 2019	Aval da CPFL Energia e nota promissória	728	-	244.050	-	-	-
Bank of America Merrill Lynch	US\$ + Libor 3 meses + 1,15% (9)	Parcela única em julho de 2016	Aval da CPFL Energia e nota promissória	154	48.810	-	-	-	-
Scotiabank	US\$ + 2,08% (10)	Parcela única em agosto de 2017	Aval da CPFL Energia e nota promissória	551	-	64.429	-	-	-
Bank of America Merrill Lynch	US\$ + Libor 3 meses + 1,15% (11)	Parcela única em agosto de 2016	Aval da CPFL Energia e nota promissória	229	97.620	-	-	-	-
Marcação a mercado				-	(4.291)	(53.061)	-	-	(13.451)
Total moeda estrangeira - mensuradas ao valor justo				8.658	439.929	880.550	4.649	-	641.999
Gastos com captação (*)				-	(53)	(1.726)	-	(114)	(1.598)
Total				24.636	504.554	1.180.231	15.421	52.642	867.386

Swap convertendo o custo da operação de variação de moeda para variação da taxa de juros em reais, correspondendo a:

(1) 103,5% do CDI a.a. (2) 104,9% do CDI a.a. (3) 105,8% do CDI a.a. (4) 102,25% do CDI a.a. (5) 109,5% do CDI a.a. (6) 105,7% e 105,9% do CDI a.a. (7) 103,6% do CDI a.a. (8) 108,6% do CDI a.a. (9) 102,9% do CDI a.a. (10) 103,5% (11) 102,5% do CDI a.a.

(a) taxa efetiva 60,7% a 68,82% do CDI
(b) taxa efetiva 45,68% do CDI
(c) taxa efetiva 65,91% do CDI
(d) taxa efetiva 88,55% a 100,53% do CDI
(e) taxa efetiva 30,35% do CDI
(f) taxa efetiva 30,65% do CDI
(g) taxa efetiva 68,69% a 72,65% do CDI
(h) taxa efetiva 48,39% do CDI
(i) taxa efetiva 122,33% do CDI
(j) taxa efetiva 106,75% do CDI
(k) taxa efetiva 109,47% do CDI
(l) taxa efetiva 107,3% do CDI

(*) Conforme CPC 08, referem-se aos custos de captação diretamente atribuíveis a emissão das respectivas dívidas

Conforme segregado no quadro acima, a Companhia, em consonância com os CPC's 38 e 39, classificou suas dívidas como (i) outros passivos financeiros (ou mensuradas ao custo amortizado) e (ii) passivos financeiros mensurados ao valor justo contra resultado.

A classificação como passivos financeiros dos empréstimos e financiamentos mensurados ao valor justo, tem o objetivo de confrontar os efeitos do reconhecimento de receitas e despesas oriundas da marcação a mercado dos derivativos de proteção, atrelados às respectivas dívidas, de modo a obter uma informação contábil mais relevante e consistente. Em 31 de dezembro de 2015, o saldo da dívida designada ao valor justo totalizava R\$ 1.329.137 (R\$ 646.648 em 31 de dezembro de 2014).

As mudanças dos valores justos destas dívidas são reconhecidas no resultado financeiro da Companhia. Em 31 de dezembro de 2015 os ganhos acumulados obtidos na marcação a mercado das referidas dívidas de R\$ 57.353 (ganho de R\$ 13.451 em 31 de dezembro de 2014), reduzidos das perdas obtidas com a marcação a mercado dos instrumentos financeiros derivativos de R\$ 35.740 (perda de R\$ 5.703 em 31 de dezembro de 2014), contratados para proteção da variação cambial (nota 30), geraram um ganho total líquido de R\$ 21.613 (ganho total líquido de R\$ 7.748 em 31 de dezembro de 2014).

Os saldos de principal dos empréstimos e financiamentos registrados no passivo não circulante, têm vencimentos assim programados:

<u>Ano de vencimento</u>	
2017	145.174
2018	515.665
2019	368.605
2020	154.966
2021	29.349
2022 a 2024	19.533
Subtotal	1.233.292
Marcação a mercado	(53.061)
Total	1.180.231

Os principais índices utilizados para atualização dos empréstimos e financiamentos e a composição do perfil de endividamento em moeda nacional e estrangeira, já considerando os efeitos de conversão dos instrumentos derivativos estão abaixo demonstrados:

<u>Indexador</u>	<u>Varição acumulada</u>		<u>% da dívida</u>	
	<u>31/12/2015</u>	<u>31/12/2014</u>	<u>31/12/2015</u>	<u>31/12/2014</u>
TJLP	6,21	5,00	9,63	13,61
CDI	13,18	10,81	81,17	75,25
Outros	-	-	9,21	11,14
			100,00	100,00

Adições no exercício:

Moeda nacional:

FINEM VI – A Companhia obteve a aprovação de financiamento junto ao BNDES em 2014, no montante de R\$ 194.862, que faz parte de uma linha de crédito do FINEM, visando financiar os investimentos em redes elétricas, previstos para os anos de 2014 e 2015. No exercício de 2015 houve liberações de R\$ 135.260 (R\$ 134.626 líquidos dos gastos de captação) e o saldo remanescente de R\$ 59.602 deverá ser utilizado até março de 2016.

Moeda estrangeira:

No exercício de 2015, a Companhia através de Lei nº 4.131/1962, efetuou as seguintes captações nos montantes de: (i) **Citibank** - R\$ 169.838 e (ii) **Bank of America Merrill Lynch** – R\$ 124.250 com juros que serão pagos trimestralmente (sem condições restritivas) e (iii) **BNP**

Paribas – R\$ 175.714 e (iv) **Bank of Nova Scotia** – R\$ 55.440 com juros que serão pagos semestralmente. Os recursos captados pelas dívidas acima foram destinados para alongamento do perfil da dívida e reforço de capital de giro.

Condições restritivas

Os contratos de empréstimos e financiamentos estão sujeitos a certas condições restritivas e contemplam cláusulas, entre outras, que requerem que a Companhia e sua controladora CPFL Energia mantenham determinados índices financeiros dentro de parâmetros pré-estabelecidos.

BNDES - Os financiamentos junto ao BNDES restringem a Companhia: (i) a somente realizar o pagamento de dividendos e juros sobre capital próprio, cujo somatório exceda o dividendo mínimo obrigatório previsto em lei, após o cumprimento de todas as obrigações contratuais; (ii) ao atendimento integral das obrigações restritivas estabelecidas no contrato; e (iii) à manutenção de determinados índices financeiros pela Companhia em parâmetros pré-estabelecidos apurados anualmente, como segue:

- Dívida onerosa líquida dividida pelo EBITDA - valor máximo de 3,5;
- Dívida onerosa líquida dividida pela soma da dívida onerosa líquida e o patrimônio líquido - valor máximo 0,90.

Moeda estrangeira – Lei. N° 4.131 (BNP Paribas, Citibank , Bank of Nova Scotia, Banco Santander e Bank of America Merrill Lynch)

Manutenção dos seguintes índices financeiros, pela garantidora CPFL Energia, calculados semestralmente:

- Endividamento líquido dividido pelo EBITDA menor ou igual a 3,75; e
- EBITDA dividido pelo resultado financeiro maior ou igual a 2,25.

A definição de EBITDA, para fins de apuração de *covenants*, a garantidora CPFL Energia leva em consideração principalmente a consolidação de controladas, coligadas e empreendimentos controlados em conjunto com base na participação societária direta ou indiretamente detida pela controladora naquelas empresas (tanto para EBITDA como ativos e passivos).

Diversos empréstimos e financiamentos estão sujeitos à antecipação de seus vencimentos no caso de alterações na estrutura societária da controladora CPFL Energia ou na estrutura societária da Companhia que impliquem na perda, por parte dos atuais acionistas da controladora CPFL Energia, do controle acionário ou do controle sobre a gestão da controladora CPFL Energia, exceto se ao menos um dos acionistas (Camargo Corrêa e Previ) permaneça direta ou indiretamente no bloco de controle da controladora CPFL Energia.

Adicionalmente o não cumprimento das obrigações ou restrições mencionadas pode ocasionar a inadimplência em relação a outras obrigações contratuais (*cross default*), dependendo de cada contrato de empréstimo e financiamento.

A Administração da Companhia monitora esses índices de forma sistemática e constante, de forma que as condições sejam atendidas. No entendimento da Administração da Companhia todas as condições restritivas e cláusulas estão adequadamente atendidas em 31 de dezembro de 2015.

(15) DEBÊNTURES E ENCARGOS DE DEBÊNTURES

	Quantidade em circulação	Remuneração a.a.	Taxa efetiva a.a.	Condições de amortização	Garantias	31/12/2015			31/12/2014			
						Encargos	Não circulante	Total	Encargos	Circulante	Não circulante	Total
3ª Emissão												
Série única	260	107,0% do CDI	108,23% do CDI	Parcela única em abril 2015	Fiança da CPFL Energia	-	-	-	7.571	260.000	-	267.571
6ª Emissão												
Série única	110	CDI + 0,8% (1)	CDI + 0,91%	03 Parcelas anuais a partir de julho de 2017	Fiança da CPFL Energia	7.882	110.000	117.882	6.446	-	110.000	116.446
7ª Emissão												
Série única	23.500	CDI + 0,83% (1)	CDI + 0,89%	04 Parcelas anuais a partir de fevereiro de 2018	Fiança da CPFL Energia	13.749	235.000	248.749	11.304	-	235.000	246.304
Gastos com emissão (*)						-	(842)	(842)	-	(86)	(1.030)	(1.116)
Total						21.631	344.158	365.789	25.320	259.914	343.970	629.204

(1) A Companhia possui swap convertendo o componente pré-fixado dos juros da operação para variação de taxa de juros em reais, correspondente a 107,85% a 107,88% do CDI.

Derivativos de proteção de dívidas não designadas a valor justo:

(*) Conforme CPC 08, referem-se aos custos de captação diretamente atribuíveis a emissão das respectivas dívidas.

O saldo de debêntures registrado no passivo não circulante tem seus vencimentos assim programados:

Ano de vencimento

2017	32.840
2018	91.347
2019	102.596
2020	58.642
2021	58.732
Total	344.158

Condições restritivas

As debêntures estão sujeitas a certas condições restritivas, contemplando cláusulas que requerem da garantidora (controladora CPFL Energia) a manutenção de determinados índices financeiros em parâmetros pré-estabelecidos. Os principais índices são os seguintes:

- Endividamento líquido dividido pelo EBITDA menor ou igual a 3,75; e
- EBITDA dividido pelo resultado financeiro maior ou igual a 2,25.

A definição de EBITDA, para fins de apuração de *covenants*, a garantidora CPFL Energia leva em consideração principalmente a consolidação de controladas, coligadas e empreendimentos controlados em conjunto com base na participação societária direta ou indiretamente detida pela controladora CPFL Energia naquelas empresas (tanto para EBITDA como ativos e passivos).

As debêntures estão sujeitas à antecipação de seus vencimentos no caso de alterações na estrutura societária da Companhia ou na estrutura societária da controladora CPFL Energia que impliquem na perda, por parte dos atuais acionistas da Companhia, do controle acionário ou do controle sobre a gestão da Companhia, exceto se ao menos um dos acionistas (Camargo Corrêa e Previ) permaneça direta ou indiretamente no bloco de controle pela controladora CPFL Energia.

O não cumprimento das restrições mencionadas acima pode ocasionar a inadimplência em relação a outras obrigações contratuais (*cross default*) dependendo de cada contrato.

A Administração da Companhia monitora esses índices de forma sistemática e constante, de forma que as condições sejam atendidas. No entendimento da Administração da Companhia, todas as condições restritivas e cláusulas estão adequadamente atendidas em 31 de dezembro de 2015.

(16) ENTIDADE DE PREVIDÊNCIA PRIVADA

A Companhia mantém planos de suplementação de aposentadoria e pensões para seus empregados com as seguintes características:

16.1 – Características

A Companhia, no contexto do processo de cisão da Bandeirante Energia S.A. (empresa predecessora da Companhia), assumiu a responsabilidade pelas obrigações atuariais correspondentes aos empregados aposentados e desligados daquela empresa até a data da efetivação da cisão, assim como pelas obrigações correspondentes aos empregados ativos que lhe foram transferidos.

Em 02 de abril de 1998, a Secretaria de Previdência Complementar - “SPC”, aprovou a reestruturação do plano previdenciário mantido anteriormente pela Bandeirante, dando origem a um “Plano de Benefícios Suplementar Proporcional Saldado - BSPS”, e um “Plano de Benefícios Misto”, com as seguintes características:

- a) Plano de Benefício Definido (“BD”) - vigente até 31 de março de 1998 - plano de benefício saldado, que concede um Benefício Suplementar Proporcional Saldado (“BSPS”) na forma de renda vitalícia reversível em pensão, aos participantes inscritos até 31 de março de 1998, de valor definido em função da proporção do tempo de serviço passado acumulado até a referida data, a partir do cumprimento dos requisitos regulamentares de concessão. No caso de morte em atividade e entrada em invalidez, os benefícios incorporam todo o tempo de serviço passado. A responsabilidade total pela cobertura das insuficiências atuariais desse Plano é da Companhia.
- b) Plano de Benefício Definido - vigente após 31 de março de 1998 - plano do tipo BD, que concede renda vitalícia reversível em pensão relativamente ao tempo de serviço passado acumulado após 31 de março de 1998 na base de 70% da média salarial mensal real, referente aos últimos 36 meses de atividade. No caso de morte em atividade e entrada em invalidez, os benefícios incorporam todo o tempo de serviço. A responsabilidade pela cobertura das insuficiências atuariais desse Plano é paritária entre a Companhia e os participantes.
- c) Plano de Contribuição Variável - implantado junto com o Plano BD vigente após 31 de março de 1998, é um plano previdenciário que, até a concessão da renda, é do tipo contribuição definida, não gerando qualquer responsabilidade atuarial para a Companhia. Somente após a concessão da renda vitalícia, reversível ou não em pensão, é que o plano previdenciário passa a ser do tipo benefício definido e, portanto, passa a gerar responsabilidade atuarial para a Companhia.

Adicionalmente, para os gestores há possibilidade de opção por um Plano Gerador de Benefício Livre - PGBL (Contribuição Definida), mantido através do Banco do Brasil ou Bradesco.

16.2 – Movimentações dos planos de benefício definido

	<u>31/12/2015</u>	<u>31/12/2014</u>
Valor presente das obrigações atuariais com cobertura	961.329	986.972
Valor justo dos ativos do plano	<u>(951.021)</u>	<u>(913.589)</u>
Valor presente das obrigações líquidas	<u>10.308</u>	<u>73.383</u>

As movimentações do valor presente das obrigações atuariais e do valor justo dos ativos do plano são como segue:

	<u>Passivo</u>	<u>Ativo</u>
Valor presente das obrigações atuariais (valor justo dos ativos do plano) em 31/12/2013	919.441	(874.546)
Custo do serviço corrente bruto	3.937	-
Rendimento esperado no ano	-	(100.048)
Juros sobre obrigação atuarial	104.090	-
Contribuições de participantes vertidas no ano	1.700	(1.700)
Contribuições de patrocinadoras	-	(24.930)
Perda (ganho) atuarial	-	18.260
Perda (ganho) atuarial: efeito da alteração de premissas demográficas	10.484	-
Perda (ganho) atuarial: efeito de premissas financeiras	16.695	-
Benefícios pagos no ano	<u>(69.375)</u>	<u>69.375</u>
Valor presente das obrigações atuariais (valor justo dos ativos do plano) em 31/12/2014	986.972	(913.589)
Custo do serviço corrente bruto	3.733	-
Rendimento esperado no ano	-	(105.413)
Juros sobre obrigação atuarial	110.425	-
Contribuições de participantes vertidas no ano	1.842	(1.842)
Contribuições de patrocinadoras	-	(22.936)
Perda (ganho) atuarial	-	22.320
Perda (ganho) atuarial: efeito da alteração de premissas demográficas	(614)	-
Perda (ganho) atuarial: efeito de premissas financeiras	(70.590)	-
Benefícios pagos no ano	<u>(70.439)</u>	<u>70.439</u>
Valor presente das obrigações atuariais (valor justo dos ativos do plano) em 31/12/2015	<u>961.329</u>	<u>(951.021)</u>

16.3 Movimentações dos passivos registrados:

As movimentações ocorridas no passivo líquido são as seguintes:

	<u>31/12/2015</u>	<u>31/12/2014</u>
Passivo atuarial líquido no início do exercício	73.383	44.895
Despesas (receita) reconhecidas na demonstração do resultado	8.745	7.979
Contribuições da patrocinadora vertidas no exercício	(22.936)	(24.930)
Perda (ganho) atuarial: efeito da alteração de premissas demográficas	(614)	10.484
Perda (ganho) atuarial por efeito de premissas financeiras	<u>(48.270)</u>	<u>34.955</u>
Passivo atuarial líquido no final do exercício	10.308	73.383
Outras contribuições	526	456
Total	<u>10.834</u>	<u>73.839</u>
Circulante	27	18.469
Não circulante	10.806	55.370

16.4 Contribuições e benefícios esperados

As contribuições esperadas ao plano para o exercício de 2016 estão estimadas no montante de R\$ 16.341.

A Companhia negociou com a Fundação CESP carência no valor de pagamento do principal das contribuições mensais do respectivo plano durante o período de setembro de 2015 a agosto de 2017, com retomada destes pagamentos a partir de setembro de 2017.

Os benefícios esperados a serem pagos pela Fundação CESP nos próximos 10 anos estão apresentados a seguir:

Ano de pagamento

2016	75.159
2017	79.392
2018	84.152
2019	89.863
2020 a 2025	<u>654.350</u>
Total	<u>982.916</u>

Em 31 de dezembro de 2015, a duração média da obrigação do benefício definido foi de 9,6 anos.

16.5 Reconhecimento das despesas e receitas com entidade de previdência privada:

A estimativa atuarial para as despesas e/ou receitas a serem reconhecidas no exercício de 2016 e as despesas reconhecidas em 2015, são como segue:

	2016	2015
	<u>Estimadas</u>	<u>Realizadas</u>
Custo do serviço	2.509	3.733
Juros sobre obrigações atuariais	117.039	110.425
Rendimento esperado dos ativos do plano	<u>(116.891)</u>	<u>(105.413)</u>
Total da despesa (receita)	<u>2.657</u>	<u>8.745</u>

As principais premissas consideradas no cálculo atuarial na data do balanço foram:

	<u>31/12/2015</u>	<u>31/12/2014</u>
Taxa de desconto nominal para a obrigação atuarial:	12,67% a.a.	11,46% a.a.
Taxa de rendimento nominal esperada sobre os ativos do plano:	12,67% a.a.	11,46% a.a.
Índice estimado de aumento nominal dos salários:	6,79% a.a.	8,15% a.a.
Índice estimado de aumento nominal dos benefícios:	0,0% a .a.	0,0% a .a.
Taxa estimada de inflação no longo prazo (base para a determinação das taxas nominais acima):	5,00% a.a.	5,00% a.a.
Tábua biométrica de mortalidade geral:	AT-2000 (-10)	AT-2000 (-10)
Tábua biométrica de entrada em invalidez:	Light fraca	Light fraca
Taxa de rotatividade esperada:	ExpR_2012**	ExpR_2012*
Probabilidade de ingresso na aposentadoria:	100% na primeira elegibilidade a um benefício pelo Plano	100% na primeira elegibilidade a um benefício pelo Plano

* Experiência FUNCESP.

** Experiência FUNCESP, agravada em 40%.

16.6 Ativos do plano

As tabelas abaixo demonstram a alocação (por segmento de ativo) dos ativos dos planos de pensão da Companhia, em 31 de dezembro de 2015 e 2014, administrados pela Fundação CESP. Também é demonstrada a distribuição dos recursos garantidores estabelecidos como meta para 2016, obtidos à luz do cenário macroeconômico em dezembro de 2015.

A composição dos ativos administrados pelo plano é como segue:

	Cotados em mercado ativo		Não cotados em mercado ativo	
	2015	2014	2015	2014
Renda fixa	84%	78%	-	-
Títulos públicos federais	54%	65%	-	-
Títulos privados (instituições financeiras)	10%	9%	-	-
Títulos privados (instituições não financeiras)	1%	2%	-	-
Fundos de investimento multimercado	20%	2%	-	-
Outros investimentos de renda fixa	0%	0%	-	-
Renda variável	12%	17%	-	-
Ações da CPFL Energia	4%	5%	-	-
Fundos de investimento em ações	8%	13%	-	-
Investimentos estruturados	0%	1%	-	-
Fundos imobiliários	0%	1%	-	-
Imóveis	-	-	2%	2%
Operações com participantes	-	-	2%	2%
Outros ativos	-	-	0%	0%
Depósitos judiciais e outros	-	-	0%	0%
	96%	96%	4%	4%

Não há propriedades ocupadas pela Companhia entre os ativos do plano. O valor justo das ações apresentadas na linha “Ações da controladora CPFL Energia” nos ativos gerenciados pela Fundação CESP é de R\$ 37.567 em 31 de dezembro de 2015 (R\$ 44.102 em 31 de dezembro de 2014).

	Meta 2016
Renda fixa	83,9%
Renda variável	9,8%
Imóveis	1,8%
Empréstimos e financiamentos	1,8%
Investimentos estruturados	0,3%
Investimentos no exterior	2,4%
	100,0%

A meta de alocação para 2016 foi baseada nas recomendações de alocação de ativos da Fundação CESP, efetuada ao final de 2015 em sua Política de Investimentos. Tal meta pode mudar a qualquer momento ao longo do ano de 2016, à luz de alterações na situação macroeconômica ou do retorno dos ativos, dentre outros fatores.

A gestão de ativos visa maximizar o retorno dos investimentos, mas sempre procurando minimizar os riscos de déficit atuarial. Desta forma, os investimentos são efetuados sempre tendo em mente o passivo que os mesmos devem honrar. Uma das principais ferramentas utilizadas para atingir os objetivos da gestão da Fundação CESP é o ALM (*Asset Liability Management* – Gerenciamento Conjunto de Ativos e Passivos), realizado no mínimo uma vez ao ano, para um horizonte superior a 10 anos. Esta ferramenta auxilia também no estudo da

liquidez dos planos previdenciários, posto que considera o fluxo de pagamento de benefício vis-à-vis os ativos considerados líquidos.

A base utilizada para determinar as premissas do retorno geral estimado sobre os ativos é suportada por ALM. As principais premissas são projeções macroeconômicas pelas quais são obtidas as rentabilidades esperadas de longo prazo, levando-se em conta as carteiras atuais dos planos de benefícios. O ALM processa a alocação média ideal dos ativos do plano para o longo prazo e, baseado nesta alocação e nas premissas de rentabilidade dos ativos, é apurada a rentabilidade estimada para o longo prazo.

16.7 Análise de sensibilidade

As premissas atuariais significativas para a determinação da obrigação definida são taxa de desconto e mortalidade. As análises de sensibilidade a seguir foram determinadas com base em mudanças razoavelmente possíveis das respectivas premissas ocorridas no fim do período de relatório, mantendo-se todas as outras premissas constantes.

Na apresentação da análise de sensibilidade, o valor presente da obrigação de benefício definido foi calculado pelo método da unidade de crédito projetada no fim do período de relatório, que é igual ao aplicado no cálculo do passivo da obrigação de benefício definido reconhecido no balanço patrimonial, conforme CPC 33.

- Se a taxa de desconto fosse 0,25 pontos percentuais mais alta (baixa), a obrigação de benefício definido teria redução de R\$ 22.423 (aumento de R\$ 23.406).
- Se a expectativa de vida aumentasse (diminísse) em um ano para homens e mulheres, a obrigação de benefício definido teria um aumento de R\$ 11.584 (redução de R\$ 12.079).

16.8 Risco de investimento

Os planos de benefícios da Companhia possuem a maior parte de seus recursos aplicados no segmento de renda fixa e, dentro do segmento de renda fixa, a maior parte dos recursos encontra-se aplicado em títulos públicos federais, referenciados ao IGP-M e SELIC, que são os índices de correção do passivo atuarial dos planos da Companhia (planos de benefício definido) representando a associação entre ativos e passivos.

Os planos de benefícios da Companhia têm sua gestão monitorada pelo Comitê Gestor de Investimentos e Previdência da Companhia, o qual inclui representantes de empregados ativos e aposentados além de membros indicados pela Companhia. Dentre as tarefas do referido Comitê, está a análise e aprovação de recomendações de investimentos realizadas pelos gestores de investimentos da Fundação CESP o que ocorre ao menos trimestralmente.

Além do controle do risco de mercado através da metodologia da divergência não planejada, exigida pela legislação, a Fundação CESP utiliza, para o controle do risco de mercado dos segmentos de Renda Fixa e Renda Variável, as seguintes ferramentas: *VaR*, *Tracking Risk*, *Tracking Error* e *Stress Test*.

A Política de Investimentos da Fundação CESP impõe restrições adicionais que, em conjunto com aquelas já expressas na legislação, definem os percentuais de diversificação para investimentos em ativos de emissão ou coobrigação de uma mesma pessoa jurídica a serem praticados internamente.

(17) TAXAS REGULAMENTARES

	<u>31/12/2015</u>	<u>31/12/2014</u>
Taxa de fiscalização da ANEEL - TFSEE	320	363
Conta de desenvolvimento energético - CDE (nota 23)	115.319	6.652
Bandeiras tarifárias e outros	68.154	-
Total	<u>183.793</u>	<u>7.015</u>

Conta de desenvolvimento energético – CDE – Refere-se: (i) a quota anual de CDE para o exercício de 2015 no montante de R\$ 85.875 (R\$ 6.652 em 31 de dezembro de 2014), (ii) quota destinada ao aporte de CDE do período de janeiro de 2013 a janeiro de 2014 no montante de R\$ 9.948 e (iii) quota destinada ao aporte da Conta no Ambiente de Contratação Regulada (“conta ACR”) do período de fevereiro a dezembro de 2014, no montante de R\$ 19.496. A Companhia efetuou a compensação do montante a pagar de CDE com o contas a receber – aporte de CDE (nota 11) a partir de setembro de 2015, tendo em vista que os Recibos de Quitação da Eletrobrás no montante de R\$ 97.051 foram emitidos a partir de 25 de setembro de 2015.

Bandeiras tarifárias e outros – Refere-se basicamente ao montante a ser repassado para a Conta Centralizadora de Recursos da Bandeira Tarifária (“CCRBT”).

(18) IMPOSTOS, TAXAS E CONTRIBUIÇÕES

	<u>31/12/2015</u>	<u>31/12/2014</u>
Imposto sobre circulação de mercadorias e serviços - ICMS	131.104	86.797
Programa de integração social - PIS	7.263	2.877
Contribuição para financiamento da seguridade social - COFINS	34.788	13.250
Contribuição social sobre o lucro líquido - CSLL	-	674
Outros	3.907	3.984
Total	<u>177.062</u>	<u>107.582</u>

(19) PROVISÕES PARA RISCOS FISCAIS, CÍVEIS E TRABALHISTAS E DEPÓSITOS JUDICIAIS

	<u>31/12/2015</u>		<u>31/12/2014</u>	
	<u>Provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas</u>	<u>Depósitos judiciais</u>	<u>Provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas</u>	<u>Depósitos judiciais</u>
Trabalhistas				
Diversos	28.829	15.698	25.425	14.221
Cíveis				
Diversos	37.295	36.614	44.746	46.259
Fiscais				
Imposto de renda	129.907	139.577	120.054	126.126
Outras	14	5.465	1.316	6.306
	<u>129.921</u>	<u>145.042</u>	<u>121.370</u>	<u>132.433</u>
Outros	2.072	-	10.338	-
Total	<u>198.117</u>	<u>197.354</u>	<u>201.879</u>	<u>192.913</u>

A movimentação das provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas, está demonstrada a seguir:

	Saldo em 31/12/2014	Adições	Reversões	Pagamentos	Atualização monetária	Saldo em 31/12/2015
Trabalhistas	25.425	21.451	(12.173)	(9.558)	3.684	28.829
Cíveis	44.746	25.481	(11.038)	(32.316)	10.422	37.295
Fiscais	121.370	238	(43)	(1.494)	9.849	129.921
Outros	10.338	227	(800)	(7.991)	298	2.072
Total	201.879	47.397	(24.053)	(51.359)	24.254	198.117

As provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas foram constituídas com base em avaliação dos riscos de perdas em processos em que a Companhia é parte, cuja probabilidade de perda é provável na opinião dos assessores legais externos e da Administração da Companhia.

O sumário dos principais assuntos pendentes relacionados a litígios, processos judiciais e autos de infração é como segue:

(i) **Trabalhistas** - As principais causas trabalhistas relacionam-se às reivindicações de ex-funcionários e sindicatos para o pagamento de ajustes salariais (horas extras, equiparação salarial, verbas rescisórias e outras reivindicações).

(ii) **Cíveis:**

Danos pessoais - Referem-se, principalmente, a pleitos de indenizações relacionados a acidentes ocorridos na rede elétrica da Companhia, danos a consumidores, acidentes com veículos, entre outros.

Majoração tarifária - Corresponde a vários pleitos de consumidores industriais, devido a reajustes impostos pelas Portarias DNAEE nºs. 38 e 45, de 27 de fevereiro e 4 de março de 1986, respectivamente, quando estava em vigor o congelamento de preços do "Plano Cruzado".

(iii) **Fiscais:**

Imposto de renda – A Companhia mantém provisão de R\$ 129.907 (R\$ 120.054 em 31 de dezembro de 2014) referente a ação judicial visando a dedutibilidade fiscal da CSLL no cálculo do IRPJ.

Fiscais outras - Refere-se a outros processos existentes nas esferas judicial e administrativa decorrentes das operações dos negócios da Companhia, relacionados a assuntos fiscais envolvendo INSS, FGTS e SAT.

Perdas possíveis - A Companhia é parte em outros processos e riscos, nos quais a Administração, suportada por seus consultores jurídicos externos, acredita que as chances de êxito são possíveis, devido a uma base sólida de defesa para os mesmos, e, por este motivo, nenhuma provisão sobre os mesmos foi constituída. Estas questões não apresentam, ainda, tendência nas decisões por parte dos tribunais ou qualquer outra decisão de processos similares consideradas como prováveis ou remotas. As reclamações relacionadas a perdas possíveis, em 31 de dezembro de 2015, estavam assim representadas: (i) trabalhistas de R\$ 78.361 (R\$ 66.075 em 31 de dezembro de 2014) representadas basicamente por acidentes de trabalho, adicional de periculosidade, horas extras, dentre outros, (ii) cíveis de R\$ 65.424 (R\$ 37.236 em 31 de dezembro de 2014), representadas basicamente por danos pessoais e majoração tarifária, (iii) fiscais de R\$ 321.305 (R\$ 289.880 em 31 de dezembro de 2014), representadas basicamente por INSS, ICMS, PIS e COFINS, Imposto de Renda e Contribuição Social e (iv) questões regulatórias de R\$ 1.263.

No tocante às contingências trabalhistas, a Companhia informa que há discussão a respeito da possibilidade de alteração do índice de correção adotado pela Justiça do Trabalho. Atualmente há decisão do STF que suspende a alteração levada a efeito pelo TST, a qual pretendia alterar o índice atual praticado pela Justiça do Trabalho ("TR") pelo IPCA-E. A Suprema Corte considerou que a decisão do TST conferiu interpretação extensiva ilegítima e descumpriu a modulação de efeitos de precedentes anteriores, além de usurpar sua competência para decidir matéria constitucional. Diante de tal decisão, e até que haja nova decisão do STF,

continua válido o índice atual praticado pela Justiça do Trabalho (“TR”). Desta forma, a Administração da Companhia considera como possível o risco de eventuais perdas, e, em função do assunto ainda demandar definição por parte do Judiciário, não é possível estimar com razoável segurança os montantes envolvidos.

A Administração da Companhia, baseada na opinião de seus assessores legais externos, acredita que os montantes provisionados refletem a melhor estimativa corrente.

(20) OUTRAS CONTAS A PAGAR

	Circulante		Não circulante	
	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014
Consumidores e concessionárias	7.040	6.366	-	-
Programa de eficiência energética - PEE	65.614	51.051	2.101	-
Pesquisa e desenvolvimento - P&D	7.890	16.516	10.815	785
Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico - FNDCT	853	377	-	-
Empresa de Pesquisa Energética - EPE	427	189	-	-
Fundo de reversão	-	-	13.987	13.987
Adiantamentos	343	399	247	-
Descontos tarifários - CDE	-	1.785	-	-
Juros sobre empréstimo compulsório	685	729	-	-
Folha de pagamento	2.688	2.511	-	-
Participação nos lucros	4.952	7.061	289	533
Convênios de arrecadação (nota 11)	25.308	14.927	-	-
Outros	1.739	2.328	-	-
Total	117.539	104.238	27.440	15.305

Consumidores e concessionárias: As obrigações com consumidores referem-se a contas pagas em duplicidade e ajustes de faturamento a serem compensados ou restituídos além de participações de consumidores no Programa de Universalização.

Programas de Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética: A Companhia reconheceu passivos relacionados a valores já faturados em tarifas (1% da Receita Operacional Líquida), mas ainda não aplicados nos Programas de Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética. Tais montantes são passíveis de atualização monetária mensal, com base na SELIC, até o momento de sua efetiva realização.

Fundo de reversão: Refere-se a recursos derivados da reserva para reversão e amortização, constituída até 31 de dezembro de 1971 nos termos do regulamento do SPEE (Decreto Federal nº 41.019/57), aplicado pela Companhia na expansão do Serviço Público de Energia Elétrica. Sobre o fundo para reversão, são cobrados juros de 5% a.a. sobre o valor da reserva, pagos mensalmente. Sua eventual liquidação ocorrerá de acordo com determinações do poder concedente.

Adiantamentos: Referem-se a adiantamentos realizados por consumidores para execução de obras e serviços.

Descontos tarifários – CDE: Refere-se à diferença entre o desconto tarifário concedido aos consumidores e os valores recebidos via CDE.

Juros sobre empréstimos compulsórios: Referem-se a repasse de recursos oriundos da Eletrobrás aos consumidores industriais.

Participação nos lucros: Em conformidade com o Acordo Coletivo de Trabalho, a Companhia implantou programa de participação dos empregados nos lucros e resultados, baseado em acordo de metas operacionais e financeiras previamente estabelecidas com os mesmos.

(21) PATRIMÔNIO LÍQUIDO

A participação dos acionistas no patrimônio da Companhia em 31 de dezembro de 2015 e 2014 está assim distribuída:

31/12/2015 - Quantidade de ações				
Acionistas	Ordinárias	Preferenciais	Total	%
CPFL Energia S/A	29.564.002.609	23.532.767.571	53.096.770.180	100,00
Total	29.564.002.609	23.532.767.571	53.096.770.180	100,00

31/12/2014 - Quantidade de ações				
Acionistas	Ordinárias	Preferenciais	Total	%
CPFL Energia S/A	29.548.491.328	23.532.767.571	53.081.258.899	100,00
Total	29.548.491.328	23.532.767.571	53.081.258.899	100,00

21.1 - Aumento de capital

(i) Através da AGO/E de 28 de abril de 2015, foi aprovado o aumento do capital social da Companhia no montante de R\$ 6.453, referente à capitalização do benefício fiscal do ágio amortizado em 2014, sem emissão de novas ações.

(ii) Através da AGO/E de 28 de abril de 2015, foi aprovado o aumento do capital social da Companhia no montante de R\$ 15.511, referente à capitalização do adiantamento para futuro aumento de capital ("AFAC"), com emissão de 15.511.281 (quinze milhões, quinhentos e onze mil, duzentos e oitenta e uma) novas ações ordinárias.

21.2 - Reserva de capital

O saldo da reserva de capital no montante de R\$ 111.255, compreende:

a) O saldo de R\$ 66.720 refere ao "Benefício Fiscal do Ágio Incorporado", oriundo da incorporação da antiga controladora, DRAFT I Participações S/A, conforme mencionado na nota 9.2.

b) O saldo de R\$ 44.535 refere-se a reserva de doações e subvenções para investimento.

21.3 – Reserva de lucros

É composta por:

(a) Reserva legal no montante de R\$ 6.220;

(b) Reserva estatutária - ativo financeiro da concessão: a Companhia registra o ajuste de expectativa do fluxo de caixa do ativo financeiro da concessão no resultado do exercício, e sua realização financeira se dará apenas no momento da indenização (ao final da concessão). Desta forma, a Companhia tem constituído reserva estatutária – ativo financeiro da concessão sobre estes montantes, amparada no artigo nº 194 da Lei nº 6.404/1976, até a realização financeira destes montantes. O saldo final em 31 de dezembro de 2015 é de R\$ 177.610.

(c) Reversão da reserva de retenção de lucros para investimento: a Companhia constituiu, em 31 de dezembro de 2013, uma reserva de retenção de lucros para investimento no montante de R\$ 2.439. Em agosto de 2014 constatou-se que esta reserva não era mais

necessária para a finalidade a que se destinava e, em 31 de agosto de 2014 o montante foi realizado e compôs a base de distribuição de dividendo intermediário.

21.4 – Resultado abrangente acumulado

Composto pela entidade de previdência privada com saldo devedor de R\$ 4.314 corresponde aos efeitos registrados diretamente em resultados abrangentes, de acordo com o CPC 33 (R2).

21.5 - Distribuição de dividendo e juros sobre o capital próprio (“JCP”)

Na AGO/E de 28 de abril de 2015 foi aprovada a destinação do lucro do exercício de 2014, através de (i) declaração de dividendo no montante de R\$ 160.234, sendo R\$ 26.874 de dividendo intermediário declarado em junho de 2014 e R\$ 133.360 de dividendo adicional e (ii) declaração de Juros Sobre o Capital Próprio no montante de R\$ 17.833.

Adicionalmente, conforme previsto em Estatuto Social da Companhia e com base nos resultados do primeiro semestre de 2015, a Administração da Companhia aprovou, em 25 de junho de 2015, a declaração de juros sobre capital próprio, no montante de R\$ 14.030 (R\$ 11.926 líquido do IRRF) sendo atribuído para cada lote de mil ações ordinárias o valor de R\$ 0,253022091 (R\$ 0,215068777 líquido de IRRF) e para cada lote de mil ações preferenciais o valor de R\$ 0,278324300 (R\$ 0,236575655 líquido de IRRF).

Conforme a legislação vigente e o Estatuto Social da Companhia, a ação preferencial dá direito ao recebimento de dividendo pelo menos 10% (dez por cento) maior do que o atribuído a cada ação ordinária.

21.6 – Destinação do lucro líquido do exercício

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.

Para este exercício, a Administração da Companhia está propondo a distribuição do saldo do lucro líquido acumulado, através de: (i) declaração de dividendo mínimo obrigatório no montante de R\$ 38.879, atribuindo-se para cada lote de mil ações ordinárias o valor de R\$ 0,701154796 e R\$ 0,771270275 para cada lote de mil ações preferenciais e (ii) dividendo adicional proposto de R\$ 68.324, atribuindo-se para cada lote de mil ações ordinárias o valor de R\$ 1,232173897 e R\$ 1,355391287 para cada lote de mil ações preferenciais, conforme demonstrado a seguir:

Lucro líquido base para destinação	211.637
Reserva estatutária - ativo financeiro da concessão	(90.403)
Juros sobre capital próprio - intermediário	(14.030)
Dividendo mínimo obrigatório	(38.879)
Dividendo adicional proposto	(68.324)

De acordo com a Lei nº 6.404/1976, artigo nº 199 o saldo das reservas de lucros não poderão ultrapassar o capital social. Desta forma, a Companhia estará propondo para a Assembleia Geral Ordinária (“AGO”) os seguintes aumentos de capital: (i) realização da reserva legal no montante de R\$ 6.220 e (ii) realização total da reserva de capital “reserva de doações e subvenções para investimento” no montante de R\$ 44.535.

(22) LUCRO POR AÇÃO

22.1 - Lucro por ação – básico e diluído

O cálculo do lucro por ação básico e diluído em 31 de dezembro de 2015 e 2014 foi baseado no lucro líquido do exercício e o número médio ponderado de ações ordinárias e preferenciais em circulação durante os exercícios apresentados:

	2015	2014
Numerador		
Lucro líquido do exercício atribuído aos acionistas controladores	211.637	187.715
Denominador		
Ações em poder dos acionistas - ações ordinárias (mil)	29.559.030	29.532.327
Ações em poder dos acionistas - ações preferenciais (mil)	23.532.768	23.532.768
Lucro líquido básico e diluído por lote de mil ações ordinárias - R\$	3,82	3,39
Lucro líquido básico e diluído por lote de mil ações preferenciais - R\$	4,20	3,73

Aumento de capital com adiantamento para futuro aumento de capital – A média ponderada das ações ordinárias para o exercício de 2015 apresentado, considera a emissão de ações, com ingresso de recurso financeiro, a partir de 28 de abril de 2015 (data da capitalização e respectiva emissão de ações ordinárias).

Nos exercícios de 2015 e 2014 a Companhia não possuía instrumentos conversíveis em ação que gerassem impacto diluidor no lucro por ação.

(23) RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA

	Nº de Consumidores (*)		GWh		R\$ mil	
	2015	2014	2015	2014	2015	2014
Receita de operações com energia elétrica						
Classe de consumidores						
Residencial	1.553.546	1.514.128	3.916	4.036	2.399.581	1.528.925
Industrial	6.557	6.651	2.089	2.265	1.149.861	748.624
Comercial	80.748	80.746	2.169	2.158	1.234.719	761.019
Rural	7.044	6.924	105	106	41.039	24.503
Poderes públicos	8.224	8.098	229	231	126.670	78.468
Iluminação pública	1.990	1.897	322	322	118.467	70.931
Serviço público	1.136	1.105	289	296	138.861	83.442
(-) Transferência da receita de ultrapassagem e excedente de reativos	-	-	-	-	(8.096)	(18.305)
Fornecimento faturado	1.659.245	1.619.549	9.119	9.414	5.201.102	3.277.607
Consumo próprio	132	133	5	5	-	-
Fornecimento não faturado (líquido)	-	-	-	-	62.569	24.601
(-) Transferência da receita relacionada à disponibilidade da rede elétrica ao consumidor cativo	-	-	-	-	(1.791.340)	(1.116.918)
Fornecimento de energia elétrica	1.659.377	1.619.682	9.124	9.419	3.472.331	2.185.290
Outras concessionárias, permissionárias e autorizadas			113	113	14.112	11.774
(-) Transferência da receita relacionada à disponibilidade da rede elétrica ao consumidor cativo			-	-	(2.097)	-
Energia elétrica de curto prazo			564	21	108.225	12.639
Suprimento de energia elétrica			677	134	120.240	24.413
Receita pela disponibilidade da rede elétrica - TUSD consumidor cativo					1.793.437	1.116.918
Receita pela disponibilidade da rede elétrica - TUSD consumidor livre					567.858	264.985
(-) Transferência da receita de ultrapassagem e excedente de reativos					(3.072)	(5.627)
Receita de construção da infraestrutura de concessão					187.101	219.813
Ativo e passivo financeiro setorial (nota 8)					540.591	265.704
Aporte CDE - baixa renda e demais subsídios tarifários					91.791	75.297
Outras receitas e rendas					62.009	56.333
Outras receitas operacionais					3.239.714	1.993.423
Total da receita operacional bruta					6.832.285	4.203.126
Deduções da receita operacional						
ICMS					(1.106.881)	(692.347)
PIS					(108.872)	(62.426)
COFINS					(501.470)	(287.539)
ISS					(82)	(90)
Conta de desenvolvimento energético - CDE					(956.241)	(73.180)
Programa de P & D e eficiência energética					(34.898)	(25.569)
PROINFA					(33.628)	(34.574)
Bandeiras tarifárias e outros					(409.119)	-
Outros					(4.229)	-
					(3.155.417)	(1.175.725)
Receita operacional líquida					3.676.868	3.027.400

(*) Informações não examinadas pelos auditores independentes.

23.1 - Ajuste de receita de ultrapassagem e excedente de reativos

No procedimento de regulação tarifária ("Proret"), no submódulo 2.7 Outras Receitas, aprovado pela Resolução Normativa ANEEL nº 463, de 22 de novembro de 2011, foi definido que as

receitas auferidas com ultrapassagem de demanda e excedente de reativos, da data contratual de revisão tarifária referente ao 3º ciclo de revisão tarifária periódica, deveriam ser contabilizadas como obrigações especiais, em subconta específica e seriam amortizadas a partir da próxima revisão tarifária. Para a Companhia em função do 4º ciclo de revisão tarifária periódica, a partir de maio de 2015, essa obrigação especial passou a ser amortizada, e os novos valores decorrentes de ultrapassagem de demanda e excedente de reativos passaram a ser apropriados em ativos e passivos financeiros setoriais e somente serão amortizados quando da homologação do 5º ciclo de revisão tarifária periódica.

Em 7 de fevereiro de 2012 a Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica (“ABRADEE”) conseguiu a suspensão dos efeitos da Resolução Normativa 463, onde foi deferido o pedido de antecipação de tutela final e foi suspensa a determinação de contabilização das receitas oriundas de ultrapassagem de demanda e excedente de reativos como obrigações especiais. Em junho de 2012, foi deferido o efeito suspensivo requerido pela ANEEL em seu Agravo de Instrumento e suspendendo a antecipação de tutela originalmente deferida em favor da ABRADEE. A Companhia está aguardando o julgamento da ação para determinar o tratamento definitivo dessas receitas. Em 31 de dezembro de 2015, tais valores estão provisionados em Obrigações Especiais, em atendimento ao CPC 25 apresentados líquidos no ativo intangível da concessão.

23.2 - Revisão Tarifária Periódica (“RTP”), Reajuste Tarifário Anual (“RTA”) e Revisão Tarifária Extraordinária (“RTE”)

Em 20 de outubro de 2015, a Diretoria Colegiada da ANEEL aprovou a Revisão Tarifária Periódica (“RTP”) de 2015 da Companhia. As tarifas foram, em média, reajustadas em 56,29%, sendo 40,14% relativos ao reajuste econômico e 16,15% referentes aos componentes financeiros, em relação ao último evento tarifário ordinário (RTA/2014). O efeito médio a ser percebido pelos consumidores é de 21,11% (conforme divulgado na Resolução Homologatória), quando comparado à Revisão Tarifária Extraordinária (“RTE”) ocorrida em março de 2015. As novas tarifas têm vigência de 23 de outubro de 2015 a 22 de outubro de 2016.

A ANEEL aprovou, por meio da Resolução Homologatória nº 1.858, de 27 de fevereiro de 2015, o resultado da Revisão Tarifária Extraordinária – RTE, com o objetivo de reestabelecer a cobertura tarifária das distribuidoras de energia elétrica frente ao significativo aumento da quota CDE de 2015 e do custo de compra de energia (tarifa e variação cambial de Itaipu e de leilões de energia existente e ajuste). O efeito médio percebido pelo consumidor da área de concessão da Companhia foi de: 40,49% no grupo A, 21,47% no grupo B, total de 29,78% (conforme divulgado na Resolução Homologatória). As tarifas resultantes desta RTE estiveram vigentes de 2 de março de 2015 até 22 de outubro de 2015.

Em 23 de outubro de 2014, a ANEEL publicou a Resolução Homologatória nº 1.810, que fixou o reajuste das tarifas da Companhia a partir de 23 de outubro de 2014, na média, em 19,73%, sendo 15,81% referentes ao reajuste tarifário anual econômico e 3,92% relativos aos componentes financeiros pertinentes. A percepção do consumidor, em média, é de 22,43% de aumento nas tarifas. Adicionalmente a ANEEL através do despacho nº 4.073 de 7 de outubro de 2014, alterou o índice de reajuste tarifário de 2013 de 7,42% para 7,58%, em atendimento ao recurso administrativo interposto pela Companhia. O efeito financeiro esta contemplado no presente reajuste de 2014.

23.3 – Aporte CDE – baixa renda e demais subsídios tarifários

A Lei nº 12.783 de 11 de janeiro de 2013 determinou que os recursos relacionados à subvenção baixa renda bem como outros descontos tarifários passassem a ser subsidiados integralmente por recursos oriundos da CDE. No exercício de 2015, foi registrada receita de R\$ 91.791 (R\$ 75.297 em 2014), sendo R\$ 6.941 (R\$ 7.237 em 2014) referentes à subvenção baixa renda e R\$ 84.850 (R\$ 68.060 em 2014) referentes a outros descontos tarifários, em

contrapartida na rubrica contas a receber – Aporte CDE/CCEE (nota 11) e contas a pagar - descontos tarifários – CDE (nota 20).

23.4 - Bandeiras tarifárias

O sistema de aplicação das Bandeiras Tarifárias foi criado por meio da Resolução Normativa (“REN”) nº 547/2013, com vigência a partir de 1º de janeiro de 2015. Tal mecanismo pode refletir o custo real das condições de geração de energia elétrica no país, principalmente relacionado à geração térmica, ESS de segurança energética, risco hidrológico e exposição involuntária das distribuidoras de energia elétrica. A bandeira verde indica condições favoráveis e a tarifa não sofre acréscimo. A bandeira amarela indica condições menos favoráveis e a bandeira vermelha é acionada em condições mais custosas, tendo acréscimo na tarifa de R\$ 2,50 e R\$ 5,50 (antes dos efeitos tributários), respectivamente, para cada 100 KWh consumidos, reajustados por meio da Resolução Homologatória (“REH”) nº 1.859/2015 a partir de 1º de março de 2015. Adicionalmente, a partir de 1º de setembro de 2015, conforme REH nº 1.945/2015, o valor da bandeira vermelha foi alterado para R\$ 4,50 para cada 100 KWh consumidos.

No exercício de 2015 a Companhia faturou aos seus consumidores o montante de R\$ 409.119 de Bandeira Tarifária. Deste montante, após homologação pela ANEEL, R\$ 251.558 foram utilizados para compensar parte do ativo financeiro setorial (nota 8), R\$ 89.439 foram repassados para a Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias, criada por meio do Decreto nº 8.401/2015 e administrada pela CCEE, e R\$ 68.122 continuam em aberto registrados no passivo - taxas regulamentares (nota 17).

23.5 – Conta de desenvolvimento energético (“CDE”)

A ANEEL, por meio da Resolução Homologatória (“REH”) nº 1.857, de 27 de fevereiro de 2015, estabeleceu as quotas anuais definitivas da CDE do exercício de 2015. Essa quota contempla: (i) quota anual da conta CDE – USO; e (ii) quota CDE – Energia, referente a parte dos aportes CDE recebidos pelas concessionárias de distribuição de energia elétrica no período de janeiro de 2013 a janeiro de 2014 (nota 24), que deverá ser recolhida dos consumidores e repassada à Conta CDE em até cinco anos a partir da RTE de 2015. Adicionalmente, por meio da Resolução Homologatória nº 1.863, de 31 de março de 2015, a ANEEL estabeleceu mais uma cota destinada à amortização da Conta ACR (nota 24), com recolhimento e repasse à Conta CDE por um período médio de cinco anos a partir do processo tarifário ordinário (RTP) de 2015.

(24) CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA

	GWh		R\$ mil	
	2015	2014	2015	2014
Energia comprada para revenda				
Energia de Itaipu Binacional	2.300	2.356	643.178	312.957
Energia de curto prazo	222	977	84.919	717.429
PROINFA	234	232	58.247	63.750
Energia adquirida através de leilão no ambiente regulado e contratos bilaterais	8.288	7.279	1.870.958	1.768.598
Aporte CDE/CCEE	-	-	-	(745.198)
Crédito de PIS e COFINS	-	-	(245.800)	(195.872)
Subtotal	11.044	10.844	2.411.501	1.921.664
Encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição				
Encargos da rede básica			183.647	161.774
Encargos de transporte de itaipu			11.630	8.571
Encargos de conexão			12.705	11.496
Encargos de uso do sistema de distribuição			13.861	11.757
Encargos de serviço do sistema - ESS			122.186	(67.019)
Encargos de energia de reserva - EER			11.989	2.388
Aporte CDE			-	(2)
Crédito de PIS e COFINS			(32.932)	(11.929)
Subtotal			323.086	117.035
Total			2.734.588	2.038.699

Aporte CDE/CCEE – Lei nº 12.783/2013, Decretos nº 7.945/2013, 8.203/2014, 8.221/2014, e Despacho nº 3.998/2014

Em função das condições hidro energéticas desfavoráveis a partir do final de 2012, entre elas os baixos níveis nos reservatórios das usinas hidrelétricas, o despacho das usinas térmicas esteve direcionado para o patamar máximo. Diante do exposto e considerando a exposição das concessionárias no mercado de curto prazo, decorrente principalmente da alocação das cotas de garantia física de energia e de potência e à revogação da autorização das usinas pela ANEEL, o custo de energia das distribuidoras teve um aumento expressivo em 2012, 2013, 2014 e 2015.

Devido a este cenário e considerando que as concessionárias de distribuição não têm gerência sobre esses custos, o governo brasileiro emitiu, a Lei 12.783/2013, o Decreto nº 7.945/2013 alterado pelo Decreto nº 8.203/2014 e posterior Decreto nº 8.221/2014, que promoveram algumas alterações sobre a contratação de energia e os objetivos do encargo setorial CDE, e também instituíram:

(i) o repasse de recursos da CDE às concessionárias de distribuição de custos relacionados a: risco hidrológico, exposição involuntária, ESS – Segurança Energética e CVA ESS e Energia para o exercício de 2013 e janeiro de 2014, e

(ii) o repasse através da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE às concessionárias de distribuição de custos relacionados à: exposição involuntária e despacho das usinas termelétricas para o período de fevereiro a dezembro de 2014. Em complemento, o Despacho nº 3.998 de 30 de setembro de 2014, incluiu o risco hidrológico das cotas de energia renovada como exposição involuntária, a partir de julho de 2014.

O montante total reconhecido como consequência destas regulamentações foi de R\$ 745.200 em 2014. Durante o exercício de 2015 não houve recebimentos pela Companhia referente a este repasse.

Os efeitos destes itens foram registrados como redução de custo com energia elétrica - Aporte CDE/CCEE em contrapartida a outros créditos na rubrica contas a receber – Aporte CDE/CCEE (nota 11), de acordo com o CPC 07 - Subvenção e Assistência Governamentais.

Adicionalmente aos aportes da CDE, a Companhia está recebendo, via CCEE, o excedente financeiro da Conta de Energia de Reserva - CONER, regulamentado pela REN nº 613/2014. No exercício de 2015 o montante de R\$ 23.596 (R\$ 96.122 em 2014) está registrado na rubrica “Encargos de energia do sistema – ESS”.

(25) CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS

	Custo de operação		Custo do serviço prestado a terceiros				Despesa operacional				Total	
	2015	2014	Vendas		Gerais e administrativas		Outros		2015	2014	2015	2014
			2015	2014	2015	2014	2015	2014				
Pessoal	85.515	76.361	-	-	20.578	18.316	31.573	30.332	-	-	137.666	125.009
Entidade de previdência privada	8.745	7.979	-	-	-	-	-	-	-	-	8.745	7.979
Material	13.491	12.819	151	224	578	284	1.221	1.190	-	-	15.441	14.516
Serviços de terceiros	16.917	15.446	356	477	35.097	29.651	46.042	43.867	-	-	98.412	89.441
Amortização	71.992	68.948	-	-	5.488	8.068	16.076	14.114	-	-	93.556	91.130
Custos com construção da infraestrutura	-	-	187.101	219.813	-	-	-	-	-	-	187.101	219.813
Outros	4.344	33	(3)	(4)	52.683	41.873	35.778	50.580	4.800	(13.444)	97.603	79.037
Taxa de arrecadação	-	-	-	-	12.937	12.517	-	-	-	-	12.937	12.517
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	-	-	-	-	39.408	27.939	-	-	-	-	39.408	27.939
Arrendamento e alugueis	-	-	-	-	-	-	3.944	3.873	-	-	3.944	3.873
Publicidade e propaganda	-	-	-	-	-	2	1.441	2.638	-	-	1.441	2.640
Legais, judiciais e indenizações	-	-	-	-	-	-	26.268	42.275	-	-	26.268	42.275
Doações, contribuições e subvenções	-	-	-	-	-	1.154	884	707	-	-	884	1.861
Taxa de fiscalização	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3.531	-	3.531
Perda (ganho) na alienação, desativação e outros de ativos não circulante	-	-	-	-	-	-	-	-	4.889	(17.776)	4.889	(17.776)
Outros	4.344	33	(3)	(4)	338	260	3.240	1.087	(89)	800	7.830	2.176
Total	201.004	181.586	187.605	220.509	114.424	98.193	130.689	140.082	4.800	(13.444)	638.523	628.926

(26) RESULTADO FINANCEIRO

	2015	2014
Receitas		
Rendas de aplicações financeiras	21.738	27.605
Acréscimos e multas moratórias	45.135	28.353
Atualização de créditos fiscais	7.100	3.861
Atualização de depósitos judiciais	15.357	11.707
Atualizações monetárias e cambiais	15.740	7.113
Ajuste de expectativa de fluxo de caixa (nota 10)	143.269	18.818
Deságio na aquisição de crédito de ICMS	1.798	2.564
Atualização do ativo financeiro setorial (nota 8)	49.868	-
PIS e COFINS - sobre outras receitas financeiras	(11.274)	-
Outros	4.307	3.882
Total	293.038	103.902
Despesas		
Encargos de dívidas	(110.256)	(103.391)
Atualizações monetárias e cambiais	(135.671)	(57.900)
(-) Juros capitalizados	2.274	2.555
Outros	(24.718)	(22.579)
Total	(268.370)	(181.315)
Resultado financeiro	24.668	(77.412)

Os juros são capitalizados a uma taxa média de 8,09% a.a. (7,5% a.a. em 31 de dezembro de 2014) sobre os ativos intangíveis qualificáveis, de acordo com o CPC 20 (R1).

A rubrica de despesas de atualizações monetárias e cambiais contempla os efeitos de ganhos com instrumentos derivativos no montante de R\$ 267.612 no exercício de 2015 (R\$ 29.736 em 2014) (nota 30).

(27) TRANSAÇÕES COM PARTES RELACIONADAS

A Companhia tem como controlador a CPFL Energia, que tem como acionistas controladores as seguintes Companhias:

- ESC Energia S.A.

Companhia controlada pelo grupo Camargo Corrêa, que atua em segmentos diversificados como construção, cimento, calçados, têxtil, alumínio e concessão de

rodovias, entre outros.

- **Energia São Paulo Fundo de Investimento em Ações**

Companhia controlada pelos seguintes fundos de pensão: (a) Fundação CESP, (b) Fundação SISTEL de Seguridade Social, (c) Fundação Petrobras de Seguridade Social - PETROS e (d) Fundação SABESP de Seguridade Social - SABESPREV.

- **Bonaire Participações S.A.**

Companhia controlada pela Energia São Paulo Fundo de Investimento em Ações.

- **BB Carteira Livre I - Fundo de Investimento em Ações.**

Fundo controlado pela PREVI - Caixa de Previdência dos Funcionários do Banco do Brasil.

Foram considerados como partes relacionadas os acionistas controladores e coligadas, entidades sob o controle comum e que de alguma forma exerçam influências significativas sobre a Companhia.

As principais naturezas e transações estão relacionadas a seguir:

- Saldo bancário e aplicação financeira** - Referem-se basicamente a saldos bancários e aplicações financeiras junto a instituições financeiras, conforme descrito na nota 5. Adicionalmente, a Companhia possui Fundos de Investimentos Exclusivos.
- Empréstimos, financiamentos, debêntures e derivativos** - Correspondem às captações de recursos junto a instituições financeiras, conforme condições descritas nas notas 14 e 15.
- Outras operações financeiras** - Os valores referem-se a custos bancários e despesas associadas ao processo de arrecadação e despesas de escrituração. O saldo registrado no passivo compreende basicamente direitos sobre o processamento da folha de pagamento que foram negociados com o Banco do Brasil, que estão sendo apropriados como receita ao resultado pelo prazo do contrato.
- Intangível, materiais e prestação de serviços** - Refere-se à aquisição de equipamentos, cabos e outros materiais para aplicação nas atividades de distribuição, e contratação de serviços como construção civil e consultoria em informática.
- Compra e venda de energia no mercado regulado e encargos** – A Companhia cobra tarifas pelo uso da rede de distribuição (TUSD) e realiza vendas de energia a partes relacionadas, presentes em suas respectivas áreas de concessão (consumidores cativos). Os valores cobrados são definidos através de preços regulados pelo poder concedente. A Companhia também adquire energia de partes relacionadas, envolvendo principalmente contratos de longo prazo, em consonância com as regras estabelecidas pelo setor (principalmente através de leilão), sendo também seus preços regulados e aprovados pela ANEEL.
- Contrato de mútuo** – Refere-se a (i) contratos realizados com a controladora CPFL Energia cujas condições contratuais eram de 113,5% do CDI.

A Companhia possui plano de suplementação de aposentadoria mantido junto à Fundação CESP e oferecido aos respectivos empregados. Estes planos detêm investimentos em ações da controladora CPFL Energia (nota 16).

Para zelar que as operações comerciais com partes relacionadas sejam realizadas em condições usuais de mercado, a controladora CPFL Energia possui um “Comitê de Partes Relacionadas”, formado por representantes dos acionistas controladores, que analisa as principais transações comerciais efetuadas com partes relacionadas.

A Companhia pagou em janeiro de 2015 faturas renegociadas de compra de energia com a CERAN, ENERCAN e Foz do Chapecó, que tinham vencimento original de junho a dezembro de 2014. A Companhia renegociou, para pagamento até janeiro de 2016, o vencimento original de novembro a dezembro de 2015 referente a faturas de compra de energia com as controladas em conjunto da CPFL Energia CERAN, ENERCAN, Foz do Chapecó e CPFL Geração.

A remuneração total do pessoal-chave da Administração em 2015, conforme requerido pela Deliberação CVM nº 560/2008 foi de R\$ 1.837 (R\$ 2.273 em 2014). Este valor é composto por R\$ 1.946 (R\$ 2.017 em 2014) referente a benefícios de curto prazo, R\$ 39 (R\$ 42 em 2014) de benefícios pós-emprego e reversão de provisão de R\$ 148 (provisão de R\$ 214 em 2014) de Outros Benefícios de Longo Prazo, e referem-se a valores registrados pelo regime de competência.

Transações entre partes relacionadas envolvendo acionistas controladores da CPFL Energia, entidades sob o controle comum ou influência significativa, são como seguem:

Empresas	Ativo		Passivo		Receita		Despesa/custo	
	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014	2015	2014	2015	2014
Saldo bancário e aplicação financeira								
Banco do Brasil S.A.	1.414	1.109	-	-	-	-	-	-
Banco Bradesco S.A. (**)	357.631	-	-	-	14.245	-	-	-
Empréstimos e financiamentos, Debêntures e Derivativos (*)								
Banco do Brasil S.A.	-	-	307.102	600.463	-	-	51.569	65.567
Banco BNP Paribas (**)	42.884	-	225.181	-	-	-	6.584	-
Outras operações financeiras								
Banco do Brasil S.A.	-	-	316	-	29	-	1.091	1.206
Banco Bradesco S.A. (**)	1.227	-	-	-	-	-	1.830	-
Intangível, materiais e prestação de serviço								
Companhia Brasileira de Soluções e Serviços CBSS - Alelo (**)	-	-	-	-	-	-	118	-
Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia - COELBA	-	-	-	-	-	-	38	-
Companhia de Saneamento Básico do Estado de São Paulo - SABESP	1	1	-	-	9	9	24	1
HM Engenharia e Construções S.A.	-	-	-	-	272	-	-	-
H M 14 Empreendimento Imobiliário SPE LTDA	14	-	-	-	-	-	-	-
Mapfre Seguros Gerais SA (**)	-	-	-	-	1	-	1	-
TOTVS S.A.	-	-	1	1	-	-	10	15
Lucro na alienação de ativos não circulante								
CCDI 29 Empreendimento Imobiliário Ltda	-	8.500	-	-	-	31.500	-	-
Compra e venda de energia e encargos								
Afluente Transmissão de Energia Elétrica S.A.	-	-	7	11	-	-	332	328
Aliança Geração de Energia S.A.	-	-	278	-	-	-	6.696	-
Arizona 1 Energia Renovável S.A.	-	-	-	-	-	-	805	753
Baguari 1 Geração de Energia Elétrica S.A.	-	-	-	-	-	-	17	16
Caetité 2 Energia Renovável S.A.	-	-	-	-	-	-	738	690
Caetité 3 Energia Renovável S.A.	-	-	-	-	-	-	745	697
Calango 1 Energia Renovável S.A.	-	-	-	-	-	-	891	833
Calango 2 Energia Renovável S.A.	-	-	-	-	-	-	760	713
Calango 3 Energia Renovável S.A.	-	-	-	-	-	-	891	833
Calango 4 Energia Renovável S.A.	-	-	-	-	-	-	826	773
Calango 5 Energia Renovável S.A.	-	-	-	-	-	-	878	821
Cia. Hidrelétrica Teles Pires S.A.	-	-	517	-	-	-	9.629	-
Goiás Sul Geração de Energia S.A.	-	-	-	-	-	-	10	10
Mel 2 Energia Renovável S.A.	-	-	-	-	-	-	576	562
Rio PCH I S.A.	-	-	51	45	-	-	1.630	1.516
SE Narendiba S.A.	-	-	-	-	-	-	39	34
Serra do Facão Energia S.A. - SEFAC	-	-	119	85	-	-	3.623	3.470

(*) Trata-se de valor a custo

(**) Parte relacionada a partir de 2015

Transações entre partes relacionadas envolvendo controladas e controladas em conjunto da CPFL Energia S.A., são como seguem:

Empresas	Ativo		Passivo		Receita		Despesa/custo	
	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014	2015	2014	2015	2014
Alocação de despesas entre empresas								
CPFL Comercialização Brasil S.A.	54	113	29	200	-	-	(689)	(692)
Companhia Paulista de Força e Luz	425	519	700	630	-	-	1.059	1.540
Companhia Luz e Força Santa Cruz	18	46	6	6	-	-	(266)	(254)
Companhia Leste Paulista de Energia	5	7	1	2	-	-	(76)	(72)
Companhia Sul Paulista de Energia	15	9	1	5	-	-	(100)	(96)
Companhia Jaguarí de Energia	17	8	10	8	-	-	35	27
Companhia Luz e Força de Mococa	3	5	9	3	-	-	(52)	(49)
Rio Grande Energia S.A.	121	169	23	24	-	-	(1.515)	(1.437)
CPFL Geração de Energia S.A.	50	75	37	27	-	-	(495)	(372)
Centrais Elétricas da Paraíba S.A.	-	3	-	5	-	-	-	-
CPFL Energia S.A.	25	75	-	-	-	-	(717)	(662)
CPFL Renováveis - Consolidado	11	10	-	-	-	-	(9)	(4)
CPFL Serviços, Equipamentos, Indústria e Comércio S.A.	152	30	-	18	-	-	(275)	(254)
CPFL Atende Centro de Contatos e Atendimento Ltda.	-	8	-	-	-	-	-	-
Nect Serviços Administrativos Ltda.	4	12	(4)	1	-	-	-	-
CPFL Total Serviços Administrativos Ltda.	-	-	16	2	-	-	-	-
CPFL Telecom S.A.	-	9	-	1	-	-	(34)	(35)
CPFL Eficiência Energética S.A.	3	-	-	-	-	-	(1)	-
TI Nect Serviços de Informática Ltda.	25	-	34	-	-	-	-	-
Arrendamento e aluguel								
Companhia Paulista de Força e Luz	-	-	-	189	-	-	799	1.150
CPFL Renováveis - Consolidado	-	44	-	-	108	106	-	-
CPFL Telecom S.A.	-	87	-	-	684	450	-	-
CPFL Eficiência Energética S.A.	-	-	-	-	6	-	-	-
Adiantamentos - AFAC								
CPFL Energia S.A.	-	-	-	15.511	-	-	-	-
Contrato de Mútuo								
CPFL Energia S.A.	-	-	-	-	-	-	1.128	-
Dividendo/Juros sobre o capital próprio								
CPFL Energia S.A.	-	-	199.323	-	-	-	-	-
Intangível, materiais e prestação de serviço								
Companhia Paulista de Força e Luz	13	-	-	-	79	165	-	-
Companhia Luz e Força Santa Cruz	54	-	-	12	24	8	-	-
Companhia Leste Paulista de Energia	42	-	-	33	1	2	-	-
Companhia Sul Paulista de Energia	97	-	-	26	-	6	-	-
Companhia Jaguarí de Energia	31	-	-	12	-	-	-	-
Companhia Luz e Força de Mococa	35	-	-	7	5	2	-	-
Rio Grande Energia S.A.	-	-	-	-	26	-	-	-
CPFL Energia S.A.	21	-	-	-	-	-	-	-
CPFL Serviços, Equipamentos, Indústria e Comércio S.A.	23.779	22.463	1.991	3.899	35	3	9.650	6.473
CPFL Atende Centro de Contatos e Atendimento Ltda.	-	-	644	489	-	-	6.999	5.956
Nect Serviços Administrativos Ltda.	-	-	615	118	-	-	9.596	8.218
CPFL Total Serviços Administrativos Ltda.	-	-	84	148	-	-	916	990
CPFL Telecom S.A.	13	41	-	-	-	-	-	-
TI Nect Serviços de Informática Ltda.	-	-	733	-	-	-	1.918	-
Compra e venda de energia e encargos								
CPFL Comercialização Brasil S.A.	-	-	-	3.747	-	-	-	43.005
Companhia Paulista de Força e Luz	14	-	1.176	1.007	-	-	13.852	11.747
CPFL Geração de Energia S.A.	-	-	15.818	4.765	-	-	58.913	55.146
Paulista Lajeado Energia S.A.	-	-	3	2	-	-	29	27
Centrais Elétricas da Paraíba S.A.	-	-	8.419	12.177	-	2.701	78.763	101.107
CPFL Centrais Geradoras Ltda.	-	-	1	1	-	-	1	-
BAESA-Energética Barra Grande S.A.	-	-	98	72	-	-	764	710
Campos Novos Energia S.A.	-	-	32.574	28.667	-	-	90.328	84.879
CERAN-Companhia Energética Rio das Antas	-	-	12.081	11.241	-	-	45.574	43.742
Foz do Chapecó Energia S.A.	-	-	28.678	26.480	-	-	112.265	107.516
CPFL Renováveis - Consolidado	40	-	1.416	1.617	-	77	12.133	11.594
CPFL Transmissão Piracicaba S.A.	-	-	-	-	-	-	12	-
Outras operações financeiras								
CPFL Serviços, Equipamentos, Indústria e Comércio S.A.	-	-	-	-	-	-	-	105
CPFL Atende Centro de Contatos e Atendimento Ltda.	-	-	-	-	-	-	-	37
Nect Serviços Administrativos Ltda.	-	-	-	-	-	-	-	31
CPFL Total Serviços Administrativos Ltda.	-	-	-	-	-	-	-	5

(28) SEGUROS

A Companhia mantém contratos de seguros com cobertura determinada por orientação de especialistas, levando em conta a natureza e o grau de risco por montantes considerados suficientes para cobrir eventuais perdas significativas sobre seus ativos e/ou responsabilidades. As principais coberturas de seguros são:

<u>Descrição</u>	<u>Ramo da apolice</u>	<u>31/12/2015</u>	<u>31/12/2014</u>
Ativo financeiro da concessão / Intangível	Incêndio, raio, explosão, quebra de máquinas, danos elétricos e risco de engenharia	448.481	329.711
Transporte	Transporte nacional	35.559	41.122
Material estocado	Incêndio, raio, explosão e roubo	22.466	24.087
Automóveis	Cobertura compreensiva	231	180
Responsabilidade civil	Distribuidoras de energia elétrica	4.132	4.236
Pessoas	Vidas em grupo e acidentes pessoais	16.766	17.513
Outros	Riscos operacionais e outros	25.404	21.326
Total		553.039	438.176

Informações não examinadas pelos auditores independentes

(29) GESTÃO DE RISCOS

Os negócios da Companhia compreendem principalmente distribuição de energia elétrica. Como concessionária de serviços públicos, as atividades e/ou tarifas da Companhia são reguladas pela ANEEL.

Estrutura do gerenciamento de risco:

Compete ao Conselho de Administração da controladora CPFL Energia orientar a condução dos negócios, observando, dentre outros, o monitoramento dos riscos empresariais, exercido através do modelo de gerenciamento corporativo de riscos adotado pela Companhia. A Diretoria Executiva tem a atribuição de desenvolver os mecanismos para mensurar o impacto das exposições e probabilidade de ocorrência, acompanhar a implantação das ações para mitigação dos riscos e dar ciência ao Conselho de Administração. Para auxiliá-la neste processo existe: (i) o Comitê Executivo de Gestão de Riscos, com a missão de auxiliar na identificação dos principais riscos de negócios, contribuir nas análises de mensuração do impacto e da probabilidade e na avaliação das ações de mitigação endereçadas; (ii) a Diretoria de Gestão de Riscos e Controles Internos, responsável pela coordenação do processo de gestão de riscos, desenvolvendo e mantendo atualizadas metodologias de Gestão Corporativa de Riscos que envolvem a identificação, mensuração, monitoramento e reporte dos riscos aos quais o Grupo CPFL está exposto.

A política de gerenciamento de risco foi estabelecida para identificar, analisar e tratar os riscos enfrentados pela Companhia, o que inclui revisões do modelo adotado sempre que necessário para refletir mudanças nas condições de mercado e nas atividades do grupo, objetivando o desenvolvimento de um ambiente de controle disciplinado e construtivo.

O Conselho da Administração do Grupo no seu papel de supervisão conta ainda com o apoio do Comitê de Processos de Gestão de Riscos na orientação dos trabalhos de Auditoria Interna, Gestão de Riscos e Compliance. A Auditoria Interna realiza tanto revisões regulares como *ad hoc* para assegurar o alinhamento dos processos às diretrizes e estratégias dos acionistas e da Administração.

Ao Conselho Fiscal da controladora CPFL Energia compete, entre outros, certificar que a administração tem meios para identificar os riscos sobre elaboração e divulgação das demonstrações financeiras aos quais a Companhia está exposta bem como monitorar a eficácia do ambiente de controles.

Os principais fatores de risco de mercado que afetam os negócios são como seguem:

Risco de taxa de câmbio: Esse risco decorre da possibilidade da Companhia vir a incorrer em perdas e em restrições de caixa por conta de flutuações nas taxas de câmbio, aumentando os saldos de passivo denominados em moeda estrangeira. A exposição relativa à captação de recursos em moeda estrangeira está substancialmente coberta por operações financeiras de *swap*, o que permitiu à Companhia trocar os riscos originais da operação para o custo relativo à variação do CDI. A quantificação destes riscos está apresentada na nota 30. Adicionalmente a Companhia está exposta em suas atividades operacionais, à variação cambial na compra de energia elétrica de Itaipu. O mecanismo de compensação - CVA protege o resultado da Companhia de eventuais perdas econômicas.

Risco de taxa de juros: Esse risco é oriundo da possibilidade da Companhia vir a incorrer em perdas por conta de flutuações nas taxas de juros que aumentem as despesas financeiras relativas a empréstimos, financiamentos e debêntures. A Companhia tem buscado aumentar a participação de empréstimos pré-indexados ou atrelados a indicadores com menores taxas e baixa flutuação no curto e longo prazo. A quantificação deste risco está apresentada na nota 30.

Risco de crédito: O risco surge da possibilidade da Companhia vir a incorrer em perdas resultantes da dificuldade de recebimento de valores faturados a seus clientes. Mesmo sendo muito pulverizado, o risco é gerenciado através do monitoramento da inadimplência, ações de cobrança e corte de fornecimento.

Risco de sub/sobrecontratação: Risco inerente ao negócio de distribuição de energia no mercado brasileiro ao qual a Companhia e todas as distribuidoras do mercado estão expostas. A Companhia pode ficar impossibilitada de repassar integralmente os custos de suas compras de energia elétrica em duas situações: (i) volume de energia contratada ser superior a 105% da energia demandada pelos consumidores e (ii) nível de contratos ser inferior a 100% desta energia demandada. No primeiro caso a energia contratada acima dos 105% é vendida na CCEE e não é repassada aos consumidores, ou seja, em cenários de PLD inferior ao preço de compra desses contratos, há uma perda para a concessão. No segundo caso, além da Companhia ser obrigada a adquirir energia ao valor do PLD na CCEE e não possuir garantias de repasse integral na tarifa dos consumidores, há uma penalidade por insuficiência de lastro contratual. Essas situações podem ser mitigadas se a Companhia fizer jus a exposições ou sobras involuntárias.

Risco quanto à escassez de energia: A energia vendida pela Companhia é majoritariamente produzida por usinas hidrelétricas. Um período prolongado de escassez de chuva pode resultar na redução do volume de água dos reservatórios das usinas, comprometendo a recuperação de seu volume, podendo acarretar em perdas em função do aumento de custos na aquisição de energia ou redução de receitas com a implementação de programas abrangentes de conservação de energia elétrica ou adoção de um novo programa de racionamento, como o verificado em 2001.

As condições de armazenamento do Sistema Interligado Nacional ("SIN") apresentaram uma melhora nos últimos meses, apesar do nível baixo do armazenamento no subsistema Nordeste. A melhora da condição do armazenamento do SIN, associada à redução da demanda verificada nos últimos meses e a disponibilidade de geração termelétrica, reduzem de forma importante a probabilidade de cortes de carga adicionais.

Risco de aceleração de dívidas: A Companhia possui contratos de empréstimos, financiamentos e debêntures, com cláusulas restritivas (*covenants*) normalmente aplicáveis a esses tipos de operação, relacionadas ao atendimento de índices econômico-financeiros. Essas cláusulas restritivas são monitoradas e não limitam a capacidade de condução do curso normal das operações, se atendidas nas periodicidades exigidas contratualmente ou se obtida a anuência prévia dos credores para o não atendimento.

Risco regulatório: As tarifas de fornecimento de energia elétrica cobradas pela Companhia dos consumidores cativos são fixadas pela ANEEL, de acordo com a periodicidade prevista nos contratos de concessão celebrados com o Governo Federal e em conformidade com a metodologia de revisão tarifária periódica estabelecida para o ciclo tarifário. Uma vez homologada essa metodologia, a ANEEL determina as tarifas a serem cobradas pelas distribuidoras dos consumidores finais. As tarifas assim fixadas, conforme disposto na Lei nº 8.987/1995, devem assegurar o equilíbrio econômico-financeiro do contrato de concessão no momento da revisão tarifária, mas podem gerar reajustes menores em relação ao esperado pela Companhia

Gerenciamento de riscos dos instrumentos financeiros

A Companhia mantém políticas e estratégias operacionais e financeiras visando liquidez, segurança e rentabilidade de seus ativos. Desta forma possui procedimentos de controle e acompanhamento das transações e saldos dos instrumentos financeiros, com o objetivo de monitorar os riscos e taxas vigentes em relação às praticadas no mercado.

Controles para gerenciamento dos riscos: Para o gerenciamento dos riscos inerentes aos instrumentos financeiros e de modo a monitorar os procedimentos estabelecidos pela Administração, a Companhia utiliza-se de sistema de *software* (Luna e Bloomberg), tendo condições de calcular o *Mark to Market*, *Stress Testing* e *Duration* dos instrumentos, e avaliar os riscos aos quais a Companhia está exposta. Historicamente, os instrumentos financeiros contratados pela Companhia, suportados por estas ferramentas, têm apresentado resultados adequados para mitigação dos riscos. Ressalta-se que a Companhia tem a prática de contratação de instrumentos derivativos, sempre com as devidas aprovações de alçadas, somente quando há uma exposição a qual a Administração considera como risco. Adicionalmente, a Companhia não realiza transações envolvendo derivativos especulativos.

(30) INSTRUMENTOS FINANCEIROS

Os principais instrumentos financeiros, classificados de acordo com as práticas contábeis adotadas pela Companhia são, como segue:

	Nota explicativa	Categoria	Mensuração	Nível (*)	31/12/2015		31/12/2014	
					Contábil	Valor Justo	Contábil	Valor Justo
Ativo								
Caixa e equivalentes de caixa	5	(a)	(2)	Nível 1	476.965	476.965	148.926	148.926
Caixa e equivalentes de caixa	5	(a)	(2)	Nível 2	99.451	99.451	163.427	163.427
Derivativos	30	(a)	(2)	Nível 2	396.748	396.748	77.947	77.947
Ativo financeiro da concessão	10	(b)	(2)	Nível 3	784.893	784.893	589.299	589.299
					1.758.057	1.758.057	979.599	979.599
Passivo								
Empréstimos e financiamentos - principal e encargos	14	(c)	(1)	Nível 2 (****)	380.757	325.513	289.476	254.393
Empréstimos e financiamentos - principal e encargos (**)	14	(a)	(2)	Nível 2	1.328.664	1.328.664	645.973	645.973
Debêntures - principal e encargos	15	(c)	(1)	Nível 2 (****)	365.789	359.416	629.205	632.206
Derivativos	30	(a)	(2)	Nível 2	4.041	4.041	1.301	1.301
					2.079.250	2.017.634	1.565.955	1.533.873

(*) Refere-se a hierarquia para determinação do valor justo

(**) Em função da designação inicial deste passivo financeiro, a Companhia apresentou um ganho de R\$ 43.901 em 31 de dezembro de 2015 (R\$ 16.653 em 31 de dezembro de 2014)

(****) Apenas para fins de divulgação de acordo com o CPC 40 (R1)

Legenda

Categoria:	Mensuração:
(a) - Valor justo contra o resultado	(1) - Mensurado ao custo amortizado
(b) - Disponível para Venda	(2) - Mensurado ao valor justo
(c) - Outros passivos financeiros	

Os instrumentos financeiros cujos valores contábeis se aproximam dos valores justos, devido à sua natureza, na data destas demonstrações financeiras, são:

- Ativos financeiros: (i) consumidores, concessionárias e permissionárias, (ii) contas a receber - aporte CDE/CCEE, (iii) cauções, fundos e depósitos vinculados, (iv) serviços prestados a terceiros, (v) convênios de arrecadação e (vi) ativo financeiro setorial;
- Passivos financeiros: (i) fornecedores, (ii) taxas regulamentares, (iii) consumidores e concessionárias a pagar, (iv) Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e

Tecnológico - FNDCT, (v) Empresa de Pesquisa Energética - EPE, (vi) convênios de arrecadação, (vii) descontos tarifários – CDE, (viii) coligadas, controladas e controladora e (ix) fundo de reversão.

Adicionalmente, não houve em 2015 transferências entre os níveis de hierarquia de valor justo.

a) Valorização dos instrumentos financeiros

Conforme mencionado na nota 4, o valor justo de um título corresponde ao seu valor de vencimento (valor de resgate), trazido a valor presente pelo fator de desconto (referente à data de vencimento do título), obtido da curva de juros de mercado em reais.

O CPC 40 (R1) requer a classificação em uma hierarquia de três níveis para mensurações a valor justo dos instrumentos financeiros, baseada em informações observáveis e não observáveis referentes à valorização de um instrumento financeiro na data de mensuração.

O CPC 40 (R1) também define informações observáveis como dados de mercado obtidos de fontes independentes e informações não observáveis que refletem premissas de mercado.

Os três níveis de hierarquia de valor justo são:

- Nível 1: preços cotados em mercado ativo para instrumentos idênticos;
- Nível 2: informações observáveis diferentes dos preços cotados em mercado ativo que são observáveis para o ativo ou passivo, diretamente (como preços) ou indiretamente (derivados dos preços);
- Nível 3: instrumentos cujos fatores relevantes não são dados observáveis de mercado.

Em função da Companhia ter classificado o respectivo ativo financeiro da concessão como disponível para venda, os fatores relevantes para avaliação ao valor justo não são publicamente observáveis. Por isso, a classificação da hierarquia de valor justo é de nível 3. A movimentação e respectivos ganhos no resultado do exercício de R\$ 143.269 (R\$ 18.818 em 2014), assim como as principais premissas utilizadas, estão divulgadas na nota 10.

b) Instrumentos derivativos

A Companhia possui política de utilizar derivativos com o propósito de proteção (*hedge*) dos riscos de variação cambial e flutuação das taxas de juros, não possuindo, portanto, objetivos especulativos na utilização dos instrumentos derivativos. A Companhia possui *hedge* cambial em volume compatível com a exposição cambial líquida, incluindo todos os ativos e passivos atrelados à variação cambial.

Os instrumentos de proteção contratados pela Companhia são *swaps* de moeda ou taxas de juros sem nenhum componente de alavancagem, cláusula de margem, ajustes diários ou ajustes periódicos. Uma vez que grande parte dos derivativos contratados pela Companhia possuem prazos perfeitamente alinhados com as respectivas dívidas protegidas, e de forma a permitir uma informação contábil mais relevante e consistente através do reconhecimento de receitas e despesas, tais dívidas foram designadas para o registro contábil a valor justo (nota 14). As demais dívidas que possuem prazos diferentes dos instrumentos derivativos contratados para proteção, continuam sendo reconhecidas ao respectivo valor de custo amortizado. Ademais, a Companhia não adotou a contabilidade de *hedge* (*hedge accounting*) para as operações com instrumentos derivativos.

Em 31 de dezembro de 2015 a Companhia detinha as seguintes operações de *swap*, todas negociadas no mercado de balcão:

Estratégia / Contrapartes	Valores de mercado (contábil)			Valores a custo, líquidos	Ganho (Perda) na marcação a mercado	Moeda / Indexador	Vencimento final	Nocional
	Ativo	Passivo	Valores justos, líquidos					
Derivativos de proteção de dívidas designadas a valor justo:								
Hedge variação cambial:								
Scotia Bank	56.092	-	56.092	56.421	(329)	dólar	07/2016	64.000
Santander	68.863	-	68.863	70.063	(1.199)	dólar	07/2016	100.000
Citibank	69.132	-	69.132	77.079	(7.947)	dólar	03/2019	117.250
HSBC	38.081	-	38.081	41.233	(3.152)	dólar	04/2018	55.138
J.P. Morgan	38.117	-	38.117	41.236	(3.119)	dólar	04/2018	55.138
Citibank	60.858	-	60.858	70.954	(10.096)	dólar	01/2020	169.838
BNP Paribas	42.884	-	42.884	49.385	(6.501)	dólar	01/2018	175.714
Bank of America Merrill Lynch	7.459	-	7.459	7.829	(370)	dólar	07/2016	40.000
Bank of America Merrill Lynch	10.941	-	10.941	11.807	(866)	dólar	08/2016	84.250
Scotia Bank	4.321	-	4.321	6.480	(2.160)	dólar	08/2017	55.440
Subtotal	396.748	-	396.748	432.488	(35.740)			
Derivativos de proteção de dívidas não designadas a valor justo:								
Hedge variação de taxa de juros (1)								
J.P. Morgan	-	(1.155)	(1.155)	(138)	(1.017)	CDI	07/2019	110.000
Votorantin	-	(1.667)	(1.667)	(124)	(1.542)	CDI	02/2021	135.000
Santander	-	(1.219)	(1.219)	(90)	(1.129)	CDI	02/2021	100.000
Subtotal	-	(4.041)	(4.041)	(353)	(3.689)			
	396.748	(4.041)	392.706	432.135	(39.429)			
Circulante	143.356	-						
Não circulante	253.392	(4.041)						
Total	396.748	(4.041)						

Para mais detalhes referentes a prazos e informações sobre dívidas vide nota 14 e 15.

(1) Os swaps para hedge de taxa de juros possuem validade semestral, assim o valor nocional reduz-se conforme ocorre a amortização da dívida.

Conforme mencionado acima, a Companhia optou por marcar a mercado a dívida para qual possui instrumentos de derivativos totalmente atrelados (nota 14).

A Companhia tem reconhecido ganhos e perdas com os seus instrumentos derivativos. No entanto, por se tratarem de derivativos de proteção, tais ganhos e perdas minimizaram os impactos de variação cambial e variação de taxa de juros incorridos nos respectivos endividamentos protegidos. Para os exercícios de 2015 e de 2014, os instrumentos derivativos geraram os seguintes impactos no resultado registrados na rubrica de despesa financeira com atualizações monetárias e cambiais:

Risco protegido / operação	Ganho (Perda)	
	2015	2014
Variação de taxas de juros	(609)	51
Variação cambial	300.652	35.808
Marcação a mercado	(32.431)	(6.124)
	267.612	29.736

c) Análise de sensibilidade

Em consonância com a Instrução CVM nº 475/2008, a Companhia realizou análise de sensibilidade dos principais riscos aos quais seus instrumentos financeiros (inclusive derivativos) estão expostos, basicamente representados por variação das taxas de câmbio e de juros.

Quando a exposição ao risco é considerada ativa, o risco a ser considerado é uma redução dos indexadores atrelados devido a um consequente impacto negativo no resultado da Companhia. Na mesma medida, quando a exposição ao risco é considerada passiva, o risco é uma elevação dos indexadores atrelados por também ter impacto negativo no resultado. Desta forma, a Companhia está quantificando os riscos através da exposição líquida das variáveis (dólar, euro, CDI e TJLP), conforme demonstrado:

c.1) Variação cambial

Considerando que a manutenção da exposição cambial líquida existente em 31 de dezembro de 2015 fosse mantida, a simulação dos efeitos consolidados por tipo de instrumento financeiro, para os três cenários distintos seria:

Instrumentos	Exposição (R\$ mil) (a)	Risco	Redução (aumento)		
			Depreciação cambial (b)	Apreciação / depreciação cambial de 25% (c)	Apreciação / depreciação cambial de 50% (c)
Instrumentos financeiros passivos	(1.092.662)		(166.440)	148.335	463.111
Derivativos - <i>swap plain vanilla</i>	1.135.150		172.912	(154.103)	(481.119)
	42.488	baixa dólar	6.472	(5.768)	(18.008)
Instrumentos financeiros passivos	(236.474)		(36.514)	(104.761)	(173.008)
Derivativos - <i>swap plain vanilla</i>	232.051		35.831	102.801	169.772
	(4.423)	alta euro	(683)	(1.960)	(3.236)
Total	38.065		5.789	(7.728)	(21.244)

(a) A taxa de câmbio considerada em 31.12.2015 foi de R\$ 3,90 para o dólar e R\$ 4,25 para o euro.

(b) Conforme curvas de câmbio obtidas em informações disponibilizadas pela BM&FBOVESPA, sendo a taxa de câmbio considerada R\$ 4,50 e R\$ 4,91 e a depreciação cambial 15,23% e 15,44% do dólar e do euro respectivamente.

(c) Conforme requerimento da Instrução CVM nº 475/2008, os percentuais de elevação dos índices aplicados são referentes às informações disponibilizadas pela BM&FBOVESPA.

Em função da exposição cambial líquida do dólar ser um ativo, o risco é baixa do dólar e portanto o câmbio local é apreciado em 25% e 50% em relação ao câmbio provável. Em função da exposição cambial líquida do euro ser um passivo, o risco é alta do euro, e o câmbio local é depreciado em 25% e 50% em relação ao câmbio provável.

c.2) Variação das taxas de juros

Supondo: (i) que o cenário de exposição líquida dos instrumentos financeiros indexados a taxas de juros variáveis em 31 de dezembro de 2015 fosse mantido, e (ii) que os respectivos indexadores anuais acumulados nos últimos 12 meses, para esta data base permaneçam estáveis (CDI 13,18% a.a. e TJLP 6,21% a.a.), os efeitos que seriam registrados nas demonstrações financeiras para os próximos 12 meses seria uma despesa financeira líquida de R\$ 120.194 (CDI R\$ 109.976 e TJLP R\$ 10.218). Caso ocorram oscilações nos índices de acordo com os três cenários definidos, o valor da despesa financeira líquida seria impactado em:

Instrumentos	Exposição (R\$ mil)	Risco	Redução (aumento)		
			Cenário I (a)	Elevação de índice em 25% (b)	Elevação de índice em 50% (b)
Instrumentos financeiros ativos	565.059		14.805	37.124	59.444
Instrumentos financeiros passivos	(424.984)		(11.135)	(27.921)	(44.708)
Derivativos - <i>swap plain vanilla</i>	(974.495)		(25.532)	(64.024)	(102.517)
	(834.419)	alta CDI	(21.862)	(54.821)	(87.781)
Instrumentos financeiros passivos	(164.534)	alta TJLP	(1.300)	(4.179)	(7.059)
Total	(998.953)		(23.162)	(59.000)	(94.839)

(a) Os índices de CDI e TJLP considerados de 15,80% e 7%, respectivamente, foram obtidos através de informações disponibilizadas pelo mercado.

(b) Conforme requerimento da Instrução CVM nº 475/08, os percentuais de elevação foram aplicados sobre os índices do cenário I.

d) Análise de liquidez

A Companhia gerencia o risco de liquidez através do monitoramento contínuo dos fluxos de caixa previstos e reais, bem como pela combinação dos perfis de vencimento dos seus passivos financeiros. A tabela abaixo detalha os vencimentos contratuais para os passivos financeiros registrados em 31 de dezembro de 2015, considerando principal e juros, e está baseada no fluxo de caixa não descontado considerando a data mais próxima em que a Companhia deve liquidar as respectivas obrigações.

31/12/2015	Nota explicativa	Média ponderada das taxas de juros	Menos de 1 mês	1-3 meses	3 meses a 1 ano	1-3 anos	4-5 anos	Mais de 5 anos	Total
Fornecedores	13		645.511	-	71	-	-	-	645.582
Empréstimos e financiamentos - principal e encargos	14	13,02%	19.840	23.327	631.821	989.078	556.045	52.694	2.272.806
Derivativos	29		-	-	-	-	1.155	2.886	4.041
Debêntures - principal e encargos	15	15,18%	7.882	16.715	26.680	307.853	161.500	58.750	579.380
Taxas regulamentares	17		183.793	-	-	-	-	-	183.793
Outros	20		1.959	31.668	-	-	-	13.987	47.615
Consumidores e concessionárias			1.959	5.080	-	-	-	-	7.040
Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico - FNDCT			-	853	-	-	-	-	853
Empresa de Pesquisa Energética - EPE			-	427	-	-	-	-	427
Convênio de arrecadação			-	25.308	-	-	-	-	25.308
Fundo de reversão			-	-	-	-	-	13.987	13.987
Total			858.985	71.710	658.572	1.296.931	718.701	128.318	3.733.217

(31) COMPROMISSOS

Os compromissos da Companhia relacionados a contratos de longo prazo para compra de energia são como segue:

Obrigações contratuais em 31/12/2015	Duração	Menos de 1 ano	1-3 anos	4-5 anos	Mais de 5 anos	Total
Compra de energia (exceto Itaipu)	até 13 anos	1.768.039	3.906.411	4.399.421	16.767.015	26.840.886
Compra de energia de Itaipu	até 13 anos	531.954	1.092.799	1.118.135	4.901.058	7.643.946
Encargos de uso do sistema de distribuição e transmissão	até 13 anos	229.170	636.885	773.900	3.629.154	5.269.108
Fornecedores de materiais e serviços	até 5 anos	180.551	187.833	48.219	-	416.603
Total		2.709.713	5.823.928	6.339.675	25.297.227	40.170.543

(32) TRANSAÇÕES NÃO ENVOLVENDO CAIXA

A Companhia possuiu no exercício de 2015, um valor de R\$ 2.274 (R\$ 2.555 em 2014) referente a juros capitalizados no intangível da concessão - infraestrutura de distribuição. Ainda no exercício de 2014 ocorreu um AFAC no valor R\$ 15.511 através de utilização de créditos fiscais diferidos da controladora CPFL Energia.

(33) FATO RELEVANTE E EVENTO SUBSEQUENTE

33.1 – Homologação das Bandeiras Tarifárias

Em 5 de janeiro e 1º de fevereiro de 2016 os Despachos nºs 7 e 265 homologaram os montantes de R\$ 33.341 e R\$ 32.095, respectivamente, referente aos valores das bandeiras tarifárias de novembro e dezembro de 2015.

33.2 – Empréstimos e financiamentos

Em 20 de janeiro de 2016, foi aprovado pelo Conselho de Administração a captação de recursos através de empréstimos em moeda estrangeira com *swap* para CDI (bem como a cessão de *swap* em garantia), Crédito Rural, Cédula de Crédito Bancário, Emissão de Debêntures, Assunção de Dívidas, outras operações de capital de giro e/ou rolagem das dívidas e *swaps* atuais, com prazo máximo de cinco anos e montante até R\$ 350.000.

CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

LUIS HENRIQUE FERREIRA PINTO
Presidente

GUSTAVO ESTRELLA
Vice Presidente

UBIRAJUÍ JOSÉ PEREIRA
Conselheiro

DIRETORIA

CARLOS ZAMBONI NETO
Diretor Presidente

GUSTAVO ESTRELLA
Diretor Financeiro
e de Relações com Investidores

WAGNER LUIZ SCHNEIDER DE FREITAS
Diretor Administrativo

JOSÉ CARLOS SACILOTO TADIELLO
Diretor Gestão de Energia

THIAGO FREIRE GUTH
Diretor Distribuição

HÉLIO PUTTINI JUNIOR
Diretor de Assuntos Regulatórios

DIRETORIA DE CONTABILIDADE

SÉRGIO LUIS FELICE
Diretor de Contabilidade
CT CRC 1SP192.767/O-6

CARLOS EDUARDO DE OLIVEIRA
Gerente de Contabilidade das Distribuidoras
CT CRC 1SP203.099/O-6

RELATÓRIO DOS AUDITORES INDEPENDENTES SOBRE AS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

Ao Conselho de Administração e Acionistas da
Companhia Piratininga de Força e Luz
Campinas - SP

Introdução

Examinamos as demonstrações financeiras da Companhia Piratininga de Força e Luz (“CPFL Piratininga” ou “Companhia”), que compreendem o balanço patrimonial em 31 de dezembro de 2015 e as respectivas demonstrações do resultado, do resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa, para o exercício findo naquela data, assim como o resumo das principais práticas contábeis e demais notas explicativas.

Responsabilidade da Administração sobre as demonstrações financeiras

A Administração da Companhia é responsável pela elaboração e adequada apresentação dessas demonstrações financeiras de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e pelos controles internos que ela determinou como necessários para permitir a elaboração dessas demonstrações financeiras livres de distorção relevante, independentemente se causada por fraude ou erro.

Responsabilidade dos auditores independentes

Nossa responsabilidade é a de expressar uma opinião sobre essas demonstrações financeiras com base em nossa auditoria, conduzida de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria. Essas normas requerem o cumprimento de exigências éticas pelos auditores e que a auditoria seja planejada e executada com o objetivo de obter segurança razoável de que as demonstrações financeiras estão livres de distorção relevante.

Uma auditoria envolve a execução de procedimentos selecionados para obtenção de evidência a respeito dos valores e divulgações apresentados nas demonstrações financeiras. Os procedimentos selecionados dependem do julgamento do auditor, incluindo a avaliação dos riscos de distorção relevante nas demonstrações financeiras, independentemente se causada por fraude ou erro. Nessa avaliação de riscos, o auditor considera os controles internos relevantes para a elaboração e adequada apresentação das demonstrações financeiras da Companhia para planejar os procedimentos de auditoria que são apropriados nas circunstâncias, mas não para fins de expressar uma opinião sobre a eficácia desses controles internos da Companhia. Uma auditoria inclui, também, a avaliação da adequação das práticas contábeis utilizadas e a razoabilidade

das estimativas contábeis feitas pela Administração, bem como a avaliação da apresentação das demonstrações financeiras tomadas em conjunto.

Acreditamos que a evidência de auditoria obtida é suficiente e apropriada para fundamentar nossa opinião.

Opinião

Em nossa opinião, as demonstrações financeiras anteriormente referidas apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira da Companhia Piratininga de Força e Luz em 31 de dezembro de 2015, o desempenho de suas operações e os seus fluxos de caixa para o exercício findo naquela data, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil.

Outros assuntos

Demonstração do valor adicionado

Examinamos, também, a demonstração do valor adicionado (DVA), referente ao exercício findo em 31 de dezembro de 2015, preparada sob a responsabilidade da Administração da Companhia, cuja apresentação é requerida pela legislação societária brasileira para companhias abertas. Essa demonstração foi submetida aos mesmos procedimentos de auditoria descritos anteriormente e, em nossa opinião, está adequadamente apresentada, em todos os seus aspectos relevantes, em relação às demonstrações financeiras tomadas em conjunto.

Campinas, 7 de março de 2016

DELOITTE TOUCHE TOHMATSU
Auditores Independentes
CRC nº 2 SP 011609/O-8

Marcelo Magalhães Fernandes
Contador
CRC nº 1 SP 203310/O-6

DECLARAÇÃO

Em atendimento ao disposto nos incisos V e VI do artigo 25 da Instrução CVM nº 480, de 07 de dezembro de 2009, o presidente e os diretores da Companhia Piratininga de Força e Luz, sociedade por ações de capital aberto, com sede na Rodovia Engenheiro Miguel Noel Nascentes Burnier, 1755, km 2,5, Parque São Quirino, Campinas, CEP 13088-140 Campinas - São Paulo, inscrita no CNPJ sob nº 04.172.213/0001-51, declaram que:

- a) reviram, discutiram e concordam com as opiniões expressas no parecer da Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes, relativamente as demonstrações contábeis da **Companhia Piratininga de Força e Luz** do exercício social findo em 31 de dezembro de 2015;
- b) reviram, discutiram e concordam com as demonstrações contábeis da **Companhia Piratininga de Força e Luz** do exercício social findo em 31 de dezembro de 2015.

Campinas, 7 de março de 2016.

Carlos Zamboni Neto

Diretor Presidente

Gustavo Estrella
Diretor Financeiro e de Relações
com Investidores

Wagner Luiz Schneider de Freitas
Diretor Administrativo

Hélio Puttini Junior
Diretor de Assuntos Regulatórios

José Carlos Saciloto Tadiello
Diretor de Gestão de Energia

Thiago Freire Guth
Diretor de Distribuição