

Relatório da Administração

Senhores acionistas,

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

1. Considerações iniciais

O ano de 2015 se provou um dos mais desafiadores da história da CPFL Energia. Porém, ao traçarmos um paralelo da situação que o setor elétrico enfrentava no início de 2015 com o seu atual panorama, é notória a evolução alcançada ao longo do último ano.

No começo do ano de 2015, o risco de racionamento era iminente. Com um período úmido onde a Energia Natural Afluente (ENA) no Sistema Interligado Nacional (SIN) atingiu apenas 71% da média de longo termo (MLT), os reservatórios do SIN chegaram ao final de abril com 35% de sua capacidade. A recuperação veio com uma ENA de 113% da MLT no período seco, aliada à queda da carga no Brasil de 1,7% no ano de 2015. Agora, no começo de 2016, o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) calculou o risco de racionamento em 0% trazendo uma preocupação a menos aos agentes do setor.

No campo regulatório, os avanços foram significativos. As distribuidoras de energia começaram o ano com a ameaça de desequilíbrios de caixa, sem poder contar com os recursos da conta ACR ou aportes do Tesouro, que antes subsidiavam as tarifas. No entanto, a ANEEL autorizou uma Revisão Tarifária Extraordinária (RTE), implementada em 1º de Março de 2015, que aliviou parte dos incrementos nos custos de Parcela A (não-gerenciáveis) das Distribuidoras. A Parcela A estava pressionada em especial pelo aumento na CDE, um encargo setorial que foi reajustado de forma significativa no início de 2015. Outro mecanismo implementado no início do ano foi o de Bandeiras Tarifárias, instrumento de reação mais imediata que permite acionar uma cobrança adicional nas tarifas para cobrir custos de geração térmica e exposição das distribuidoras ao PLD (risco hidrológico, ESS e exposição involuntária). Mesmo assim, o descasamento de caixa continuou e o grupo CPFL Energia chegou a registrar um acúmulo de CVAs da ordem de R\$ 1,9 bilhão no final do 3T15, quase o equivalente a um ano de geração de caixa de suas distribuidoras de energia. No 4T15, esse cenário de acúmulo de ativos regulatórios começou a ser revertido, dando um alívio ao capital de giro da Companhia, que encerrou 2015 com cerca de R\$1,7 bilhão em CVAs acumuladas.

Apesar de essencial para mitigar os descasamentos no fluxo de caixa das distribuidoras, o "Realismo Tarifário" que permitiu os reajustes nos preços de energia, aliado à deterioração no cenário macroeconômico, levou a uma retração nas vendas de energia, que registraram uma queda consolidada de 4,0% no ano, sendo 2,0% a queda na classe residencial, 1,0% na classe comercial e 6,9% na classe industrial.

Começamos o ano também com indefinições quanto à renovação das concessões de distribuição, cujas condições não haviam sido definidas na MP579/2012, que tratou apenas dos empreendimentos de Geração e Transmissão. Durante o ano, a ANEEL endereçou o tema e estabeleceu parâmetros de sustentabilidade econômico-financeira e qualidade que são fundamentais para garantir um serviço adequado ao consumidor. Em 8 de Dezembro de 2015, assinamos os novos contratos de cinco Distribuidoras que passaram por esse processo e garantiram a extensão de suas concessões por mais 30 anos: CPFL Santa Cruz, CPFL Leste Paulista, CPFL Sul Paulista, CPFL Mococa e CPFL Jaguarí.

Outro avanço importante de 2015 foi a conclusão da AP23/2014, que tratava das metodologias

de Revisão Tarifária das Distribuidoras. A maior parte das metodologias foi publicada ainda no 1T15, como o WACC regulatório e itens como Custos Operacionais, Outras Receitas, Perdas, Procedimentos Gerais e Outros. Em Dezembro, as metodologias para o tratamento da Base de Remuneração Regulatória foram publicadas, finalizando então o processo. A primeira empresa do grupo a passar pelo 4º ciclo de Revisão Tarifária foi a CPFL Piratininga, cujo evento tarifário se deu em 23 de Outubro de 2015. O avanço obtido com as novas condições permitiu à CPFL Piratininga um incremento de 5,31% em sua Parcela B (Parcela que remunera o Investimento, cobre os custos operacionais e o custo dos Investimentos). O aumento médio de tarifa da CPFL Piratininga foi de 21,11%.

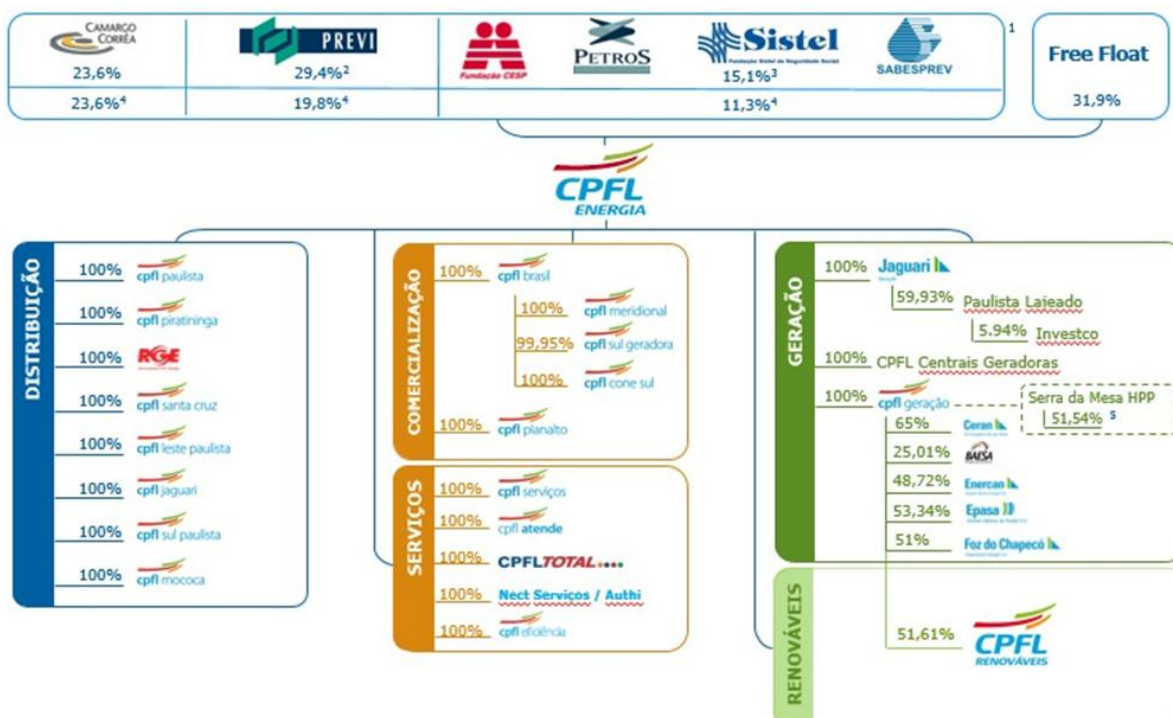
Por fim, a repactuação do risco hidrológico dos geradores hidrelétricos (GSF) também foi um avanço para o setor, conquistado ao longo de 2015 após quatro rodadas de Audiência Pública. Além do impacto das condições hidrológicas desfavoráveis, a geração hidrelétrica começou a ser reduzida também por fatores não previstos e alheios ao controle das usinas hidrelétricas, como o despacho térmico fora da ordem de mérito e o crescimento da capacidade de energia de reserva, composta basicamente por energia eólica, uma fonte não despachável. Tais condições vinham impactando negativamente o balanço dos geradores desde o final de 2013. As usinas receberam então a possibilidade de pagar um prêmio para repactuar esse risco. A CPFL Energia optou por aderir à repactuação de seus contratos elegíveis no Ambiente de Contratação Regulada (ACR), na modalidade SP100, protegendo-se de 100% do GSF até o final dos contratos. A repactuação do risco hidrológico devolve a previsibilidade e a estabilidade dos fluxos de caixa aos geradores hidrelétricos.

Apesar das melhorias obtidas em 2015, é importante sempre destacar a necessidade de mais avanços nas questões regulatórias para que sejam gerados incentivos para a retomada da capacidade de investimentos do setor elétrico.

Em 2016, os desafios persistem, dada a deterioração do cenário macroeconômico Brasileiro. No entanto, o grupo CPFL Energia assume o compromisso de continuar com sua estratégia de disciplina financeira e excelência operacional para garantir a Sustentabilidade de longo prazo dos negócios em todos os setores em que atua, garantindo um serviço de qualidade para nossos clientes e geração de valor para todos os nossos *Stakeholders*.

ORGANOGRAMA SOCIETÁRIO (simplificado)

A CPFL Energia atua como holding, participando no capital de outras sociedades:



Base: 31/12/2015

Notas:

- (1) Acionistas controladores;
- (2) Inclui 0,5% de ações detidas pela Caixa de Previdência dos Funcionários do Banco do Brasil;
- (3) Inclui 0,2% de ações detidas pelos fundos de pensão Petros e Sistel;
- (4) Percentuais referentes às ações vinculadas da CPFL Energia sobre a base acionária total, de acordo com o Acordo de Acionistas;
- (5) Parcela de 51,54% da disponibilidade da potência e de energia da UHE Serra da Mesa, referente ao Contrato de Suprimento de Energia entre a CPFL Geração e Furnas.

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 dados 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 o 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.

AMBIENTE REGULATÓRIO

O ano de 2015 foi marcado pelo fim dos subsídios do Governo às tarifas, e início do pagamento, pelos consumidores, dos empréstimos tomados pelas distribuidoras por intermédio da CCEE.

O resultado disso foi um aumento da CDE de R\$17 bilhões, em relação à quota anual de 2014.

Para os consumidores finais das concessionárias de distribuição, o impacto tarifário da nova quota da CDE foi considerado na Revisão Tarifária Extraordinária de 2015, sendo percebido diferentemente entre os consumidores das regiões Norte/Nordeste e Sul/Sudeste/Centro-Oeste, bem como entre os consumidores dos diferentes níveis de tensão e entre o mercado cativo e livre.

Bandeiras tarifárias

A partir do ano de 2015 entrou em vigor a metodologia de bandeiras tarifárias que tem como finalidade sinalizar aos consumidores as condições de geração de energia elétrica no SIN, por meio da cobrança de valor adicional à Tarifa de Energia – TE. Diferentemente do previsto na AP 120/2011 a aplicação da metodologia foi alterada de modo a cobrir além dos custos dos contratos de energia por disponibilidade outros itens suscetíveis às variações do Preço Diferenças de Liquidações (PLD. Adicionalmente, a nova metodologia prevê o compartilhamento, entre todas as distribuidoras, dos custos e das receitas faturadas com os adicionais de bandeiras.

Metodologia Revisão Tarifária

Em 2015 também houve a conclusão da AP23/14, que consolidou a metodologia de Revisão Tarifária para o 4CRTP, cuja alteração mais significativa recaiu sobre a definição da Base de Remuneração Regulatória, que passará a ser estabelecida, parcialmente, por padrões regulatórios. Para os processos de revisão tarifária que ocorreram em 2015 já foram consideradas as novas metodologias, com exceção da BRR, pois o novo PRORET prevê um período de transição.

Renovação das Concessões

Outro fato importante em 2015 foi a Audiência Pública nº 038 de 2015 (AP038/2015), que discutiu a prorrogação das concessões de distribuição com os agentes e sociedade por meio da minuta do Termo Aditivo ao Contrato de Concessão de Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica, nos termos do Decreto 8.461 de 02 de junho de 2015. O Termo Aditivo, aprovado pelo Despacho nº 3.540, de 20 de outubro de 2015, prevê obrigações de sustentabilidade econômico- financeira e cumprimento dos indicadores de qualidade, sob pena de reversão da concessão, além de cláusulas versando sobre governança corporativa e neutralidade integral dos itens de Parcela A. Em 08 de dezembro de 2015 o Grupo CPFL assinou os Termos Aditivos relacionados as prorrogações dos contratos de concessão das empresas CPFL Santa Cruz, CPFL Jaguari, CPFL Mococa, CPFL Leste Paulista e CPFL Sul Paulista.

Liminar ABRACE

O significativo aumento da cota CDE no ano de 2015 foi questionado judicialmente por várias associações. Efetivamente teve-se a excussão da Liminar da ABRACE, por meio do Processo Judicial n. 26648-39.2015.4.01.3400, requereu-se a suspensão do pagamento de parte considerada controversa do encargo tarifário da CDE, pelos seus associados, bem como a alteração da forma de rateio dos valores remanescentes do orçamento. A aplicação da Liminar resultou em um aumento tarifário para os demais consumidores, uma vez que não houve redução na cota a ser recolhida pelas distribuidoras.

Segmento de Geração

Em 2015, para o segmento de Geração, o principal destaque foi a repactuação do risco hidrológico (GSF), estabelecido por meio da Lei 13.203/2015 (publicada a partir da MP 688), que possibilitou às usinas hidrelétricas do Grupo CPFL mitigar eventuais impactos negativos resultantes do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), mediante o pagamento de um prêmio e cancelamento de toda e qualquer ação judicial referente ao assunto.

Destacam-se também os seguintes temas que foram discutidos ao longo de 2015: **(i)** alteração dos limites máximos e mínimos do PLD para R\$ 422,56/MWh e R\$ 30,25/MWh, respectivamente (REH nº 2.002, de 15 de dezembro de 2015); **(ii)** redeclaração dos valores de TEIF e TEIP (Portaria MME nº 284/15), que serão utilizados no processo de revisão da garantia física das UHEs; **(iii)** o adiamento da revisão da garantia física das usinas hidrelétricas para 2016, que ocorrerá após a conclusão dos estudos de grupo de trabalho específico (Portaria MME nº 537/15); **(iv)** diversas ações judiciais impetradas pelos agentes hidrelétricos, em função dos severos impactos no Mecanismo de Realocação de Energia ("MRE") devido à menor quantidade de energia alocada (GSF), causada pela hidrologia desfavorável, fizeram com que o MME negociasse, com a participação dos agentes e associações, a Medida Provisória nº 688, posteriormente convertida na Lei 13.203/2015, que possibilitou a repactuação do risco hidrológico **(v)** leilão de concessão nº 12/2015, referente às diversas UHEs cujas concessões estavam vencidas ou para vencer, cabendo destaque para as UHEs Jupuíá (1.551,2 MW) e Ilha Solteira (3.444 MW); **(vi)** a grande quantidade de lotes de leilões de transmissão para os quais não houve lances, obrigando a ANEEL a considerar um menor número de empreendimentos por lotes e um maior número de leilões por ano, indicando um bom sinal para os investidores; **(vii)** PL 1.917 – Portabilidade e abertura do mercado, que basicamente estabelece: (a) renovação das concessões de geração, de forma onerosa, eliminado o modelo de cotas do ACR, por consequência trazendo isonomia entre os ambientes regulado e livre; (b) leilões de geração, com destinação do risco hidrológico para o gerador e participação de comercializadoras, distribuidoras e consumidores; (c) leilões descentralizados, por processo licitatório, para contratação do mercado de distribuição; (d) liberalização do mercado para todos os consumidores do setor elétrico, de forma gradual; e (e) leilões de sobras contratuais da distribuidora, com ganhos compartilhados com os consumidores.

Em relação à **regulação** destacam-se as seguintes regulamentações: **(i)** Resolução Normativa nº 645, de 19.12.2014, publicada no Diário Oficial de 05.01.2015, que altera a estrutura organizacional da ANEEL. Foram extintas as Superintendências de Gestão e Estudos Hidroenergéticos – SGH, a Superintendência de Regulação Econômica – SRE, a Superintendência de Regulação dos Serviços Comerciais – SRC, a Superintendência de Planejamento e Gestão – SPG. Foram criadas as Superintendências de Regulação Econômica e Estudos de Mercado – SRM e a Superintendência de Gestão Tarifária – SGT. **(ii)** Lei nº 13.097, de 19.01.2015, originária da MP 656/2014, que implementa os Leilões A-0 e A-2 de energia existente e dispõe sobre características de PCHs, ampliando o limite de potenciais hidráulicos que estão dispensados de autorização pela Aneel e precisam apenas de registro no poder concedente, que agora passa a ser 3.000 kW (antes era 1.000 kW); **(iii)** Decreto n.º 8.401, de 04.02.2015, que estabelece que a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE deverá criar e manter a Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias, destinadas a administrar os recursos decorrentes da aplicação das bandeiras tarifárias instituídas pela Aneel.; **(iv)** Portaria MME nº 39, que prova as diretrizes e a sistemática para a realização do Leilão de Fontes Alternativas de 2015; e altera o art. 9º da Portaria MME 563 de 17.10.2014; **(v)** Portaria MME nº 40, de 27/02/2015, que altera o art. 3º da Portaria MME 653 de 11.12.2014, bem como, revoga, no art. 1º da Portaria MME 012, de 29.01.2015, as alterações relativas ao art. 3º, parág. 2º, da Portaria MME 653 de 11.12.2014, **(vi)** Despacho nº 458, de 27/02/2015, autorizando o Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS, a celebrar com qualquer agente habilitado a importação e/ou exportação de energia elétrica, a contratação do uso do sistema de transmissão, juntamente com o uso das instalações de transmissão destinadas a interligações internacionais, por meio de contratos de no mínimo um dia, sendo vedada a celebração de mais de um contrato por semana; **(vii)** Despacho nº 477, de 27/02/2015, fixa o valor da Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica - TFSEE para os agentes de distribuição de energia elétrica com aniversário contratual no mês de março de 2015; **(viii)** Resolução Homologatória nº 1.857, de 02/03/2015, estabelece o montante da quota anual da Conta de Desenvolvimento Energético para o ano de 2015; **(ix)** Resolução Homologatória nº 1.858, de 02/03/2015, homologa os resultados da revisão tarifária extraordinária de 2015, fixa as tarifas de energia - TE e as Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição - TUSD das concessionárias de distribuição de energia elétrica; **(x)** Portaria nº 69, de 16/03/2015, estabelece que ANEEL deverá promover, direta ou indiretamente, Leilão para Contratação de Energia de Reserva, denominado 1º Leilão de Energia de Reserva, de 2015; **(xi)** Portaria nº 70, de 17/03/2015, estabelece que a ANEEL

deverá promover, direta ou indiretamente, Leilão para Contratação de Energia de Reserva, denominado 2º Leilão de Energia de Reserva, de 2015; **(xii)** Resolução Normativa nº 654, de 31/03/2015, altera a Resolução Normativa ANEEL 570 de 23.07.2013, que trata da comercialização varejista de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional - SIN; **(xiii)** Portaria nº 119, de 08/04/2015, a ANEEL deverá promover, direta ou indiretamente, Leilão para Contratação de Energia de Reserva, denominado 3º Leilão de Energia de Reserva, de 2015; **(xiv)** Resolução Normativa nº 658, de 20/04/2015, estabelece a obrigação de entrega de energia dos Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado - CCEARs por disponibilidade proveniente de Leilões de Energia Nova e o critério de alocação dos custos decorrentes da operação de usinas termelétricas despachadas por ordem de mérito, cujo Custo Variável Unitário - CVU seja superior ao valor do Preço de Liquidação das Diferenças - PLD; e altera o art. 21, parágrafo 4º da Resolução Normativa 622 de 19.08.2014; **(xv)** Decreto nº 8.437, de 23/04/2015, regulamenta o disposto no art. 7º, caput, inciso XIV, alínea "h", e parágrafo único, da Lei Complementar nº 140, de 8 de dezembro de 2011, para estabelecer as tipologias de empreendimentos e atividades cujo licenciamento ambiental será de competência da União; **(xvi)** Despacho nº 1.252, de 30/04/2015, indefere o pedido de reconhecimento de excludente de responsabilidade pelos períodos de atraso citado, na implantação das obras nos sítios Pimental e Belo Monte; indefere pedido de alteração do cronograma de implantação da Usina Hidrelétrica Belo Monte, proposto pela Norte Energia S.A; conhece e nega provimento ao pedido de medida cautelar; e conhece e, no mérito, nega provimento do pedido pela NESA, como direito de petição; **(xvii)** Despacho nº 1.249, de 07/05/2015, conhece e, no mérito, nega provimento do pedido de reconsideração da Energia Sustentável do Brasil S.A, mantendo o reconhecimento do excludente da responsabilidade pelo atraso no cronograma de implantação da Usina Hidrelétrica Jirau, e ratifica o deslocamento do cronograma para 01.08.2013; revoga o Despacho ANEEL 3.588, de 22.10.2013, tornando sem efeito a decisão proferida e suspende, por prazo determinado, a exigibilidade da liquidação financeira relativa aos CCEAR da citada Usina, facultando à concessionária a apresentação de proposta de Termo de Compromisso, para o equacionamento das respectivas obrigações; **(xviii)** Despacho nº 1.250, de 04/05/2015, conhece e, no mérito, nega provimento do pedido apresentado pela Santo Antônio Energia S.A - Saesa para postergar o início de suprimento dos Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado da Usina Hidrelétrica Santo Antônio e recontabilizar os contratos, de modo a contabilizar, no Ambiente de Contratação Livre a energia fornecida durante o período que precede a entrada em operação comercial do sistema de transmissão definitivo; **(xix)** Despacho nº 1.251, de 04/05/2015, conhece e, no mérito, nega provimento do pedido de reconhecimento de causas excludentes de responsabilidade apresentado pela Santo Antônio Energia S.A - Saesa, haja vista a ausência do nexos de causalidade entre os eventos apresentados e a capacidade de atender aos Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado; **(xx)** Resolução Normativa nº 666, de 29/06/2015, regulamenta a contratação do uso do sistema de transmissão em caráter permanente, flexível, temporário e de reserva de capacidade, as formas de estabelecimento dos encargos, bem como, revoga o art. 14 da Resolução ANEEL 281 de 01.10.1999, a Resolução ANEEL 371 de 29.12.1999, a Resolução Normativa ANEEL 399 de 13.04.2010, a Resolução Normativa ANEEL 429 de 15.03.2011 e os arts. 5º e 6º da Resolução Normativa ANEEL 442 de 26.07.2011; **(xxi)** Despacho nº 1.840, de 29/06/2015, determina à Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE que altere o módulo de votos e contribuição associativa, para transferir aos varejistas os votos do gerador com capacidade instalada igual ou superior a 50 MW não comprometido com contratos regulados e optante por ser representado por varejistas; **(xxii)** Resolução Normativa nº 673, de 02/09/2015, estabelece os requisitos e procedimentos para a obtenção de outorga de autorização para exploração de aproveitamento de potencial hidráulico com características de Pequena Central Hidrelétrica - PCH; revoga o Capítulo VI da Resolução ANEEL 395, de 04.12.1998, a Resolução ANEEL 652, de 09.12.2003, e as disposições contrárias constante da Resolução Normativa ANEEL 343, de 09.12.2008; altera a Resolução Normativa ANEEL 395, de 1998, e a Resolução Normativa ANEEL 412, de 05.10.2010; **(xxiii)** Portaria 556/2015, de 29/12/2015, reconhece a necessidade de importação de energia elétrica, de forma excepcional e temporária, do Uruguai, por meio das Conversoras de Frequência de Rivera, no município de Rivera, Uruguai, Santana do Livramento e Jaguarão, no Estado do Rio Grande do Sul, e futura Conversora de Melo, no município de Melo, no Uruguai; **(xxiv)** Portaria 555/2015, de 29/12/2015, aprova o Plano

Decenal de Expansão de Energia - PDE 2024, disponível na página do Ministério de Minas e Energia - MME, no sítio citado.

Segmento de Distribuição

Em relação à regulação econômico-financeira, técnica e comercial destacam-se as seguintes regulamentações, ordenados segundo a data de publicação: **(i)** REN nº 648/2015 - Aprova a revisão do Submódulo 2.4 dos Procedimentos de Regulação Tarifária - PRORET, o qual estabelece a metodologia para a definição da estrutura ótima de capital e do custo de capital a serem utilizados para cálculo das Revisões Tarifárias Periódicas das concessionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica; **(ii)** REN nº 649/2015 - Aprova o Submódulo 6.8 dos Procedimentos de Regulação Tarifária - PRORET, que trata das Bandeiras Tarifárias e dá outras providências; **(iii)** REN nº 650/2015 - Altera o Módulo 7.1 dos Procedimentos de Regulação Tarifária - PRORET, que trata dos Procedimentos Gerais da Estrutura Tarifária das Concessionárias de Distribuição; **(iv)** REN nº 652/2015 - Aprova a revisão dos Submódulos 3.1, 8.2 e 10.2 do PRORET - Procedimentos de Regulação Tarifária, que definem os procedimentos gerais, a ordem e as condições para realização do processo de Reajuste Tarifário Anual (RTA) das concessionárias e permissionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica; **(v)** REN nº 657/2015 - Altera o Módulo 7 dos Procedimentos de Regulação Tarifária - PRORET, que trata da Estrutura Tarifária das Concessionárias de Distribuição, e dá outras providências; **(vi)** REN nº 658/2015 - Estabelece a obrigação de entrega de energia dos CCEARs por disponibilidade proveniente de Leilões de Energia Nova e o critério de alocação dos custos decorrentes da operação de usinas termelétricas despachadas por ordem de mérito, cujo Custo Variável Unitário seja superior ao valor do Preço de Liquidação das Diferenças; **(vii)** REN nº 660/2015 - Aprova os Submódulos 2.1, 2.2, 2.5, 2.6 e 2.7 dos Procedimentos de Regulação Tarifária - PRORET; **(viii)** REN nº 664/2015 - Aprova alteração dos Módulos 1, 6 e 8 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST; **(ix)** REN nº 670/2015 - Aprimora a Resolução Normativa no 414/2010 em relação à aprovação de projetos particulares e estabelecimento de cronograma de obras e dá outras providências; **(x)** REN nº 674/2015 - Aprova a revisão do Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico - MCPSE, instituído pela Resolução Normativa nº 367, de 2 de junho de 2009; **(xi)** REN nº 683/2015 - Aprova as Regras de Comercialização de Energia Elétrica aplicáveis ao Sistema de Contabilização e Liquidação - SCL; **(xii)** REN nº 684/2015 - Estabelece os critérios para anuência e as demais condições para repactuação do risco hidrológico de geração hidrelétrica por agentes participantes do Mecanismo de Realocação de Energia; **(xiii)** REN nº 685/2015 - Aprova a revisão do Submódulo 3.1 do PRORET - Procedimentos de Regulação Tarifária, que define os procedimentos gerais do Reajuste Tarifário Anual das Concessionárias de Distribuição; **(xiv)** REN nº 686/2015 - Aprova o Submódulo 2.3 dos Procedimentos de Regulação Tarifária - PRORET, que define a metodologia de Base de Remuneração Regulatória das concessionárias de distribuição de energia elétrica; **(xv)** REN nº 687/2015 - Altera a Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012, e os Módulos 1 e 3 dos Procedimentos de Distribuição - PRODIST; **(xvi)** REN nº 688/2015 - Aprova revisão do Módulo 5 do PRODIST e altera a Resolução Normativa no 506, de 4 de setembro de 2012; **(xvii)** REN nº 689/2015 - Aprova a revisão do Submódulo 6.8 do PRORET - Procedimentos de Regulação Tarifária, que trata das Bandeiras Tarifárias; **(xviii)** REN nº 691/2015 - Disciplina a desvinculação, por iniciativa de agente setorial, de bens vinculados aos serviços de geração, transmissão e distribuição de energia; **(xix)** REN nº 693/2015 - Estabelece os critérios para aplicação do mecanismo de compensação de sobras e déficits de energia elétrica e de potência de contrato de comercialização de energia elétrica proveniente de novos empreendimentos de geração; **(xx)** REN nº 694/2015 - Altera o Submódulo 6.8 do PRORET e a Resolução Normativa nº 547, de 16 de abril de 2013.

TARIFAS E PREÇOS DE ENERGIA ELÉTRICA

Segmento de Distribuição

Reajustes Tarifários Anuais (RTA) de 2015:

CPFL Paulista

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

RGE

Em 16 de junho de 2015, por meio da Resolução Homologatória nº 1.896, a Aneel reajustou as tarifas de energia elétrica da RGE em 33,48%, sendo 24,99% relativos ao reajuste tarifário econômico e 8,50% referentes aos componentes financeiros externos ao Reajuste Tarifário, correspondendo a um efeito médio de -3,76% percebido pelos consumidores. As novas tarifas entraram em vigor em 19 de junho de 2015.

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

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

Reajuste Tarifário Anual (RTA)	CPFL Mococa	CPFL Sul Paulista	CPFL Jaguarí	CPFL Leste Paulista	CPFL Santa Cruz
Resolução Homologatória	1.849	1.851	1.853	1.852	1.850
IRT Econômico	28,9%	30,2%	40,1%	28,8%	22,0%
Componentes Financeiros	-5,6%	-5,4%	-1,6%	-8,0%	12,7%
IRT Total	23,3%	24,9%	38,5%	20,8%	34,7%
Efeito Médio	29,2%	28,4%	45,7%	24,9%	28,0%

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

Revisão Tarifária Extraordinária (RTE) de 2015:

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

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

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

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

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

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

Revisão Tarifária Periódica

CPFL Piratininga

Em outubro de 2015 a ANEEL finalizou o processo de revisão tarifária da CPFL Piratininga. A mudança da metodologia impactou positivamente o cálculo da Parcela B. 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.

Segmento de Geração

Os contratos de venda de energia relativos às geradoras contêm cláusulas específicas de reajuste, que têm como principal indexador a variação anual medida pelo IGP-M. Os contratos celebrados no Ambiente de Contratação Regulado (ACR) utilizam o IPCA como indexador, e os contratos bilaterais firmados pela Enercan utilizam uma combinação de indexadores de dólar e IGP-M.

3. Desempenho operacional

VENDAS DE ENERGIA

Em 2015, as vendas para o mercado cativo totalizaram 41.730 GWh, uma queda de 3,3% em relação a 2014, enquanto a energia transportada a clientes livres, faturada por meio da Tarifa

de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD), teve uma queda de 5,8%, alcançando 15.829 GWh, Essas reduções são reflexo do cenário macroeconômico adverso, que vem resultando na queda da produção industrial, no menor volume de vendas do comércio varejista e na redução da massa de renda real. Assim, as vendas nas áreas de concessão, realizadas por meio do segmento de distribuição, totalizaram 57.558 GWh, uma queda de 4,0%.

Destaca-se o desempenho das classes residencial e comercial, que, juntas, representam 45,4% do total consumido na área de concessão das distribuidoras do Grupo:

- **Classes residencial e comercial:** quedas de 2,0% e 1,0%, 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 6,9%, 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.

As vendas de comercialização e geração (exclusive partes relacionadas) atingiram 17.033 GWh, o que representou um aumento de 3,7%, devido principalmente ao aumento das vendas da comercializadora em contratos bilaterais. Nos últimos anos, a CPFL Brasil vem concentrando esforços na venda de energia para clientes especiais, que adquirem energia de fontes alternativas. O número de clientes em carteira, livres e especiais, chegou a 246 em dezembro de 2015.

DESEMPENHO NO SEGMENTO DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

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

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

Indicadores* DEC e FEC				
Distribuidora	DEC (horas)		FEC (n° vezes)	
	2015	2014	2015	2014
CPFL Paulista	7,76	6,93	4,89	4,89
CPFL Piratininga	7,24	6,98	4,31	4,19
RGE	15,98	18,77	8,33	9,14
CPFL Santa Cruz	8,46	6,74	6,34	5,29
CPFL Jaguari	6,93	5,41	4,61	4,32
CPFL Mococa	7,04	6,88	5,92	7,31
CPFL Leste Paulista	7,92	8,48	5,67	6,30
CPFL Sul Paulista	11,51	9,69	9,47	7,03

* Valores anualizados

DESEMPENHO NO SEGMENTO DE GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Em 2015, a CPFL Energia continuou sua expansão no segmento de Geração, com um aumento de 0,1% em sua capacidade instalada, que passou de 3.127 MW para 3.129 MW, considerando-se a participação de 51,6% na CPFL Renováveis. Tal aumento resultou da expansão da CPFL Renováveis.

Em 31 de dezembro de 2015, o portfólio da CPFL Renováveis totalizava 1.802 MW de capacidade instalada em operação, compreendendo 38 PCHs (399 MW), 34 parques eólicos

(1.032 MW), 8 usinas termelétricas a biomassa (370 MW) e 1 usina solar (1 MW). Ainda estão em construção 11 parques eólicos (282 MW) e 2 PCHs (51 MW), sendo o cronograma de entrada em operação da seguinte forma: 255 MW em 2016, 51,3 MW em 2018 e 26,5 MW em 2020.

Em abril de 2015, o parque eólico Morro dos Ventos II, localizado no município de João Câmara/RN, iniciou sua operação com 29,2 MW de capacidade instalada, oito meses antes do planejado.

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

A receita operacional líquida, desconsiderando a receita de construção da infraestrutura da concessão, cresceu 17,1% (R\$ 2.798 milhões), atingindo R\$ 19.159 milhões, principalmente devido: (i) ao aumento de 21,6% no segmento de Distribuição (R\$ 2.761 milhões), fruto principalmente dos reajustes tarifários aplicados ao longo do ano e do aumento nos ativos financeiros setoriais; e (ii) ao aumento de 28,5% na Geração de Fontes Renováveis (R\$ 280 milhões), em função da entrada em operação de novos projetos. Isso foi parcialmente compensado pelas reduções de 20,8% (R\$ 150 milhões) e 4,9% (R\$ 92 milhões) observadas nos segmentos de Geração Convencional e de Comercialização e Serviços, respectivamente, decorrente principalmente dos menores preços observados no mercado de curto prazo.

É importante destacar que parte das vendas desses empreendimentos de geração é feita para empresas do Grupo CPFL, sendo a receita correspondente eliminada na consolidação.

Geração operacional de caixa — EBITDA

O EBITDA é uma medida não contábil calculada pela Administração a partir da soma de lucro, impostos, resultado financeiro, depreciação/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	875.277	886.443
Depreciação e amortização	1.281.038	1.161.145
Resultado financeiro	1.014.520	1.089.454
Contribuição social	160.162	168.989
Imposto de renda	419.015	454.871
EBITDA	3.750.012	3.760.903

A geração operacional de caixa, medida pelo EBITDA, atingiu R\$ 3.750 milhões, uma redução de 0,3% (R\$ 11 milhões), refletindo principalmente o aumento de 25,1% nos custos com

energia elétrica e encargos (R\$ 2.669 milhões) e pela variação de 14,7% nos custos operacionais, inclusive gastos com previdência privada (R\$ 296 milhões). Esses efeitos foram compensados pela expansão de 17,1% na receita líquida, exclusive receita de construção da infraestrutura da concessão, no montante de R\$ 2.798 milhões, com destaque para a variação nos ativos financeiros setoriais (R\$ 1.596 milhões), e o aumento da equivalência patrimonial (R\$ 157 milhões).

Lucro Líquido

Em 2015, o Lucro Líquido atingiu R\$ 875 milhões, com redução de 1,3% (R\$ 11 milhões), refletindo principalmente o aumento nas depreciações e amortizações (R\$ 120 milhões), particularmente em função da entrada em operação de projetos de geração da CPFL Renováveis, e da redução de 0,3% no EBITDA (R\$ 11 milhões). Tais efeitos foram parcialmente compensados pela redução nas despesas financeiras líquidas (R\$ 75 milhões) e Imposto de Renda e Contribuição Social (R\$ 45 milhões).

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. A proposta de destinação do lucro líquido do exercício está demonstrada no quadro a seguir:

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

Dividendo Mínimo Obrigatório (25%)

A Administração propõe a distribuição de R\$ 205 milhões em dividendos aos detentores de ações ordinárias, negociadas na BM&FBovespa – Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros S.A. (BM&FBOVESPA). O valor proposto corresponde a R\$ 0,206868475 por ação, relativo ao ano de 2015.

Reserva Estatutária – Reforço de Capital de Giro

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

Bonificação em ações aos acionistas

Visando reforçar a estrutura de capital da Companhia, a Diretoria Executiva, em reunião realizada em 7 de março de 2016, recomendou ao Conselho de Administração que fosse proposto à Assembleia Geral a capitalização do saldo da reserva estatutária – reforço de capital de giro com a emissão, em favor dos acionistas, de novas ações. Esta proposta será

submetida para aprovação à Assembleia Geral Extraordinária convocada para 29 de abril de 2016.

Endividamento

No final de 2015, a dívida financeira bruta (incluindo derivativos) da companhia atingiu R\$ 19.489 milhões, apresentando um aumento de 5,0%. As disponibilidades totalizaram R\$ 5.683 milhões, um aumento de 30,4%. Com isso, a dívida líquida passou para R\$ 13.806 milhões, registrando uma queda de 2,8%.

O aumento no endividamento financeiro tem o objetivo de suportar a estratégia de expansão dos negócios do Grupo, como o financiamento dos projetos *greenfield* na CPFL Renováveis. Além disso, a CPFL Energia adota uma estratégia de *pre-funding*, antecipando-se nas captações de dívidas vincendas num prazo de 18 a 24 meses.

O custo nominal de dívida aumentou em aproximadamente 2,4 pontos percentuais para 12,6% ao ano devido ao aumento da taxa Selic e em relação ao perfil de seu endividamento, prazo médio da dívida é de 3,61 anos.

5. Investimentos

Em 2015, foram realizados investimentos de R\$ 1.428 milhões para manutenção e expansão do negócio, dos quais R\$ 868 milhões foram direcionados à distribuição, 500 milhões à geração (R\$ 493 milhões da CPFL Renováveis e R\$ 7 milhões de geração convencional) e R\$ 58 milhões à comercialização e serviços. Complementarmente, houve um investimento de R\$ 37 milhões relacionado à construção de linhas de transmissão da CPFL Transmissão que, de acordo com o IFRIC 12, está registrado como "Ativos Financeiros de Concessão" (ativo não circulante). A CPFL Energia contabilizou também R\$ 255 milhões em Obrigações Especiais no exercício entre outros itens financiados pelo consumidor.

Entre os investimentos da CPFL Energia em 2015 podemos destacar:

Distribuição: foram feitos investimentos na ampliação, manutenção, melhoria, automação, modernização e no reforço do sistema elétrico para atender ao crescimento de mercado, em infraestrutura operacional, nos serviços de atendimento aos clientes, entre outros. Em 31 de dezembro de 2015, nossas distribuidoras possuíam 7,8 milhões de clientes (acréscimo de 166 mil clientes) e nossa rede de distribuição consistia em 247.422 km de linhas de distribuição (acréscimo de 6.478 km de linhas) incluindo 369.526 transformadores de distribuição (acréscimo de 15.804 transformadores). Nossas oito subsidiárias de distribuição tinham 9.986 de linhas de distribuição de alta tensão entre 34,5 kV e 138 kV (acréscimo de 105 km de linhas). Nesta data, detínhamos 453 subestações transformadoras de alta tensão para média tensão para subsequente distribuição (aumento de 8 subestações), com capacidade total de transformação de 14.865 (acréscimo de 294 MVA);

Geração: foram destinados principalmente ao Complexo Eólico Morro dos Ventos II, empreendimento que entrou em operação em abril de 2015, e Complexos Eólicos Campo dos Ventos, São Benedito e Pedra Cheirosa e PCH Mata Velha, empreendimentos ainda em construção.

6. Governança corporativa

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

Em 2014, a CPFL completou 10 anos da abertura de seu capital na BM&FBovespa e na Bolsa de

Valores de Nova York ("NYSE"). Com mais de 100 anos de atuação no Brasil, a Companhia possui ações listadas no Novo Mercado da BMF&Bovespa e ADRS Nível III da NYSE, segmentos de listagem diferenciados que reúne empresas que aderem às melhores práticas de governança corporativa. Todas as ações da CPFL são Ordinárias, ou seja, dão direito de voto e os acionistas tem assegurado *Tag Along* de 100% em caso de alienação do controle acionário.

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

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

O Conselho constituiu 3 comitês de assessoramento (Processos de Gestão e Riscos, Gestão de Pessoas e Partes Relacionadas), que apoiam nas decisões e acompanhamento de temas relevantes e estratégicos, como a gestão de pessoas e de riscos, sustentabilidade e o acompanhamento da auditoria interna, a análise das transações com Partes Relacionadas aos acionistas do bloco de controle e o tratamento das ocorrências registradas nos canais de denúncia e de conduta ética.

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

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

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

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

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

7. Mercado de capitais

A CPFL Energia, atualmente com 31,9% de suas ações em circulação no mercado (*free float*), tem suas ações negociadas no Brasil (BM&FBovespa) e na Bolsa de Nova York (NYSE). Em 2015, as ações da CPFL Energia apresentaram desvalorização de 15,3% na BM&FBovespa e uma desvalorização de 45,3% na NYSE, encerrando o ano cotadas a R\$ 15,18 por ação e US\$ 7,42 por ADR. O volume médio diário de negociação atingiu R\$ 38,0 milhões, dos quais R\$ 24,3 milhões na BM&FBovespa e R\$ 13,7 milhões na NYSE, representando uma redução de

0,6% em relação a 2014. O número de negócios realizados na BM&FBovespa aumentou 8,1%, passando de uma média diária de 5.535 negócios, em 2014, para 5.984 negócios, em 2015.

8. Sustentabilidade e responsabilidade corporativa

A CPFL Energia 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. A seguir estão 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.

Gestão de Recursos Humanos: a companhia encerrou 2015 com 9.584 colaboradores (8.838 em 2014) e rotatividade de 19,90% (23,40% em 2014). As empresas do Grupo mantiveram programas de gestão e capacitação, com foco no desenvolvimento de competências estratégicas para os negócios, sucessão de lideranças, aumento da produtividade e em saúde e segurança ocupacional. O número médio de horas de treinamento por colaborador foi de 59,6 horas (78,4 em 2014), superior à média da Pesquisa Sextante-2015 de 51 horas. Ainda neste exercício, a CPFL Energia integrou pelo décimo quarto ano consecutivo o ranking das "Melhores Empresas para Você Trabalhar no Brasil", da publicação Guia Você S/A / Exame e avançou em Gestão do Conhecimento, Escola de Eletricistas e Gestão de Talentos, com mais uma turma de profissionais com potencial para ocupar posições de liderança.

Rede de Valor: em 2015, participaram 81 empresas fornecedoras e foram realizadas 5 reuniões bimestrais, que abordaram os seguintes assuntos: objetivos 2015 da Rede de Valor, gestão de fornecedores, estratégias para a sustentabilidade, desafios do setor elétrico, terceirização, planos de investimentos BRR 2015/2016, projeto "A Energia nas Cidades do Futuro", mobilidade elétrica, telhados solares, inovação e superação de desafios com palestra de Amyr Klink.

Relacionamento com a comunidade: (i) Cultura – Parcerias relevantes, como as com o CDP (Carbon Disclosure Project) e a Prefeitura de Campinas, pautaram os debates sobre meio ambiente e as novas energias no país, apresentadas no programa Invenção do Contemporâneo. Estes e outros encontros foram gravados, editados, divulgados nas redes sociais, no site www.cpflcultura.com.br e serão exibidos na TV Cultura. Além dos debates, com entrada gratuita e transmissão ao vivo, o Instituto CPFL Cultura organizou, em 2015, sessões gratuitas de cinema em homenagem a diretores consagrados, como Spike Jonze, Wes Anderson e Richard Linklater, concertos de música erudita, e levou ao interior de São Paulo o Circuito CPFL de Arte e Cultura, com exibição de filmes brasileiros, documentário e oficinas de sustentabilidade em parceria com o projeto Cinesolar, cinema itinerante movido a energia solar; **(ii) Programa de Revitalização dos Hospitais Filantrópicos** – executado desde

2005, visa elevar o desempenho administrativo de hospitais filantrópicos e aperfeiçoar os serviços prestados à comunidade. Em 2015, o Programa atuou em 2 frentes: continuidade das capacitações em gestão hospitalar, atendendo 20 hospitais das regiões de Barretos e Marília; e atuação junto ao Comitê Regional de Ribeirão Preto, formado pelos Hospitais Filantrópicos capacitados nas fases anteriores do Programa. O investimento em 2015 foi de R\$ 750 mil; **(iii) Apoio aos Conselhos Municipais dos Direitos da Criança e do Adolescente – CMDCA (1% I.R.)** – Em 2015 as empresas do Grupo destinaram R\$ 261 mil para o Fundo Municipal da Criança e Adolescente. O repasse irá apoiar Planos de Ação que são resultado do diagnóstico situacional desenvolvido em 2015. Dos nove Conselhos apoiados em 2014, Ribeirão Claro/PR e São José do Rio Pardo/SP finalizaram o diagnóstico e apresentaram planos de ação consistentes e por isso o valor disponível, bem inferior em relação aos anos anteriores, foi aportado para esses dois municípios; **(iv) Apoio aos Conselhos Municipais dos Direitos do Idoso – CMDI (1% I.R.)** – Em 2015 o aporte de R\$ 261 mil foi feito ao Fundo do Idoso de Veranópolis/RS para apoiar a continuidade do diagnóstico, etapa 2 do Projeto “Cidade para Toda as Idades”, iniciado em 2015; **(v) Plano Nacional de Apoio à Atenção Oncológica – PRONON (1% I.R.)** – em 2015, a CPFL apoiou o Centro Infantil Boldrini com o montante de R\$ 261 mil. O PRONON tem a finalidade de captar e canalizar recursos para a prevenção e o combate ao câncer; **(vi) Programa Nacional de Apoio à Atenção da Saúde da Pessoa com Deficiência (PRONAS/PCD)** – em 2015, a CPFL apoiou o Centro Especializado em Reabilitação SORRI-BAURU, com o repasse no valor de R\$ 261 mil; **(vii) Voluntariado** – consolidada a frente compartilhar do Programa Semear que trás ações contínuas com maior compartilhamento de valor. Em 2015 foram 72 ações que envolveram cerca de 3.000 participações voluntárias. As ações desenvolvidas em 13 cidades da área de concessão beneficiou aproximadamente 60.000 pessoas. O programa teve alguns marcos importantes como o módulo de capacitação aplicado na Trilha de Liderança e o lançamento da rede social Semear (V2V - De voluntário para voluntário). **(viii) Eficiência energética (0,5% da ROL)** – foram investidos mais de R\$ 59,8 milhões, sendo R\$ 39,3 milhões em projetos destinados a consumidores de baixo poder aquisitivo, que resultaram na regularização de 1.503 clientes, troca de 8.412 geladeiras, 134.754 lâmpadas por modelos mais eficientes (LED) e instalação de 3.582 aquecedores solares, 3.500 trocadores de calor e 7.376 E-Power controlador eletrônico para redução do consumo de chuveiros. Também foram realizados projetos educacionais, CPFL nas Escolas e o Programa Educacional de Eficiência Energética nas Indústrias (PEEE), junto a 235 escolas municipais e estaduais, sendo formados 23.940 alunos, 1.039 professores em 87 municípios com um investimento de mais de R\$ 5,4 milhões. Também foram eficientizados 36 Prédios Públicos, 39 Escolas e 13 Hospitais, com um investimento de mais R\$ 7,3 milhões, além de 3 serviços de água e 4 indústrias sendo investidos mais de R\$ 2,3 milhões; **(ix) 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 **(x) 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 41 na CPFL. 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) o inventário de emissões de gases de efeito estufa (GEEs) 2014 da CPFL Energia foi premiado com medalha de ouro pelo Programa Brasileiro GHG Protocol; (ii) as ações da empresa integram novamente a carteira do *Dow Jones Sustainability Emerging Markets Index*. As ações da CPFL Energia também foram incluídas, pelo 11º ano consecutivo, na carteira ISE – Índice de Sustentabilidade Empresarial da BM&FBOVESPA para 2016; e (iii) cada empresa do Grupo desenvolveu projetos para mitigar os impactos socioambientais de seus empreendimentos, com destaque para:

Geração de energia - UHE Foz do Chapecó –(i) Em 2015 foi realizada a soltura de 148 mil alevinos de curimatás e dourados visando o repovoamento do rio Uruguai. Os alevinos foram produzidos na Estação de Piscicultura de Águas de Chapecó, por intermédio de convênio entre a empresa e o Instituto Goio-En; (ii) as associações de pescadores beneficiadas pelo Programa

de Apoio aos Pescadores participaram de visitas técnicas para conhecer novas técnicas de cultivo e processamento de peixes. As visitas, patrocinadas pela Foz do Chapecó Energia, tiveram o acompanhamento técnico do SEBRAE e da Emater; (iii) Realizada em novembro de 2015 pela certificadora BSI a auditoria externa das certificações do Sistema de Gestão Integrado da FCE (ISO 9001, ISO 14001 e OHSAS 18001), com recomendação da manutenção das certificações obtidas pela empresa; **Companhia Energética Rio das Antas (Ceran)** - mantém um Sistema de Gestão Integrado, na sede da empresa e em suas Usinas (Monte Claro, Castro Alves e 14 de Julho). O Sistema atende aos requisitos das normas ISO 9001:2008, ISO 14001:2004 e OHSAS 18001:2007 e seus certificados têm validade até janeiro de 2018; **UHE Campos Novos (Enercan)** - (i) Em 2015, a ENERCAN apoiou diversas ações para desenvolvimento da região nas áreas cultural, socioambiental e econômica, com apoio a 31 projetos, gerando 500 empregos diretos, indiretos ou temporários, e beneficiando mais de 36 mil pessoas. Um desses projetos, Protetores Ambientais, é desenvolvido em parceria com a Polícia Militar Ambiental e forma estudantes para atuarem como agentes multiplicadores de preservação ambiental; (ii) A ENERCAN desenvolveu pelo 4ª ano consecutivo o Programa de Conservação da Área de Preservação Permanente (APP) com os moradores lindeiros ao reservatório da UHE Campos Novos, premiando as cinco melhores iniciativas; (iii) A ENERCAN, em parceria com Epagri, Senar e Secretarias de Agricultura, apoiou projetos de cultivo de frutas e peixes, com o objetivo de contribuir para o desenvolvimento da economia local e proporcionar uma alternativa de renda para os produtores rurais da região. Além do apoio financeiro da Enercan, os participantes recebem cursos gratuitos de cooperativismo, associativismo, gestão de propriedade rural, empreendedorismo, além de capacitações específicas, como técnicas de produção e manejo; **UHE Barra Grande (BAESA)** - (i) Em 2015, o Programa de Responsabilidade Socioambiental apoiou 40 projetos em municípios da área de influência da UHE Barra Grande. Voltados à geração de renda, meio ambiente, cultura, esporte, segurança pública e desenvolvimento social, os projetos receberam aporte de R\$ 424 mil da empresa e mais de R\$ 1,2 milhão de acionistas e parceiros locais; (ii) implantada a 4ª edição do Programa de Incentivo à Conservação da Área de Preservação Permanente do reservatório, que reconhece ações dos moradores da região na preservação da vegetação. Em 2015, dez moradores foram premiados, em cerimônia realizada durante a 8ª Semana de Sustentabilidade da BAESA, evento que anualmente destaca projetos socioambientais desenvolvidos nos municípios da área de abrangência da UHE Barra Grande; (iii) As certificações ISO 14001 e OHSAS 18001 foram mantidas após auditoria externa, que verificou o bom funcionamento do Sistema de Gestão Integrada implantado; (iv) A BAESA criou um Conselho Comunitário Consultivo, que visa fortalecer o diálogo com a comunidade do entorno da UHE Barra Grande. A intenção é que as instituições promovam debates para definir investimentos nas áreas de saúde, educação, segurança e proteção ao meio ambiente nos municípios da região; (v) A transparência e a correção na declaração das emissões de gases do efeito estufa (GEE) renderam à BAESA a conquista do Selo Ouro do GHG Protocol. O Selo Ouro é o mais alto reconhecimento concedido pelo Programa e atesta a transparência nas informações do Inventário 2014 realizado pela BAESA.

Distribuição de energia - (i) continuidade do Programa de Arborização Urbana Viária, com doação de mudas às prefeituras municipais do Estado de São Paulo; (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, as distribuidoras possuem contrato com empresa especializada, além de um seguro ambiental. Para ocorrências de menor extensão, as Estações Avançadas e os veículos com equipamentos hidráulicos contam com kits de emergência ambiental para uso imediato; (iii) a CPFL Paulista deu início ao Projeto Arborização + Segura, iniciativa de revitalização da arborização urbana desenvolvida em parceria com municípios de sua área de concessão.

9. Auditores independentes

A Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes (Deloitte) foi contratada pela CPFL Energia 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	209.680,50	3%
Revisão e retificação de DIPJs de anos anteriores	01/12/2015	1 mês	47.275,15	1%
Demonstrações Contábeis Regulatórias (DCR)	16/04/2015	Anos calendários 2014 e 2015	1.002.704,97	15%
Procedimentos previamente acordados - Asseguração de <i>covenants</i> financeiros	27/11/2015	Anos calendários 2014 e 2015	346.224,36	5%
Laudos Contábeis	19/10/2015	Ano calendário 2015	247.400,00	4%
Procedimentos adicionais de auditoria a pedido do acionista indireto Eletrobrás à data-base 31/12/2014	06/02/2015	Média de 1 mês	15.300,00	0%
Revisão de créditos tributários sobre aquisição de energia na CCEE	22/10/2015	Média de 1 mês	7.586,78	0%
Procedimentos previamente acordados - Fluxo financeiro e P&D	20/01/2015	Ano calendário 2014	46.575,00	1%
Relatório de Controle Patrimonial (RCP)	06/05/2014	1 mês	116.178,00	2%
			2.038.924,76	31%

Como se observa, a CPFL Energia não contratou a Deloitte para a prestação de outros serviços que não sejam relacionados à auditoria durante o exercício de 2015.

A CPFL Energia 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, e compete ao Conselho de Administração deliberar sobre a seleção ou destituição dos auditores independentes.

A Administração da CPFL Energia 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.

10. Agradecimentos

A Administração da CPFL Energia agradece aos seus acionistas, clientes, fornecedores e comunidades da área de atuação de suas empresas controladas, 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.

Empresa: CPFL Energia S.A. Consolidado

1 - Base de Cálculo	2015 Valor (Mil reais)			2014 Valor (Mil reais)				
Receita líquida (RL)	20.205.869			17.305.942				
Resultado operacional (RO)	1.454.454			1.510.304				
Folha de pagamento bruta (FPB)	782.645			684.724				
2 - Indicadores Sociais Internos	Valor (mil)	% sobre FPB	% sobre RL	Valor (mil)	% sobre FPB	% sobre RL		
Alimentação	72.660	9,28%	0,36%	61.294	8,95%	0,35%		
Encargos sociais compulsórios	205.699	26,28%	1,02%	185.320	27,06%	1,07%		
Previdência privada	42.840	5,47%	0,21%	38.630	5,64%	0,22%		
Saúde	45.960	5,87%	0,23%	39.364	5,75%	0,23%		
Segurança e saúde no trabalho	2.750	0,35%	0,01%	3.193	0,47%	0,02%		
Educação	2.550	0,33%	0,01%	2.223	0,32%	0,01%		
Cultura	0	0,00%	0,00%	0	0,00%	0,00%		
Capacitação e desenvolvimento profissional	7.054	0,90%	0,03%	7.742	1,13%	0,04%		
Creches ou auxílio-creche	1.073	0,14%	0,01%	969	0,14%	0,01%		
Participação nos lucros ou resultados	52.772	6,74%	0,26%	62.283	9,10%	0,36%		
Outros	7.280	0,93%	0,04%	6.885	1,01%	0,04%		
Total - Indicadores sociais internos	440.618	56,30%	2,18%	407.903	59,57%	2,36%		
3 - Indicadores Sociais Externos	Valor (mil)	% sobre RO	% sobre RL	Valor (mil)	% sobre RO	% sobre RL		
Educação	7	0,00%	0,00%	125	0,01%	0,00%		
Cultura	11.123	0,76%	0,06%	8.723	0,58%	0,05%		
Saúde e saneamento	450	0,03%	0,00%	346	0,02%	0,00%		
Esporte	1.685	0,11%	0,01%	1.373	0,09%	0,01%		
Combate à fome e segurança alimentar	0	0,00%	0,00%	0	0,00%	0,00%		
Outros	9.569	0,66%	0,05%	6.455	0,43%	0,04%		
Total das contribuições para a sociedade	22.814	1,57%	0,11%	17.022	1,13%	0,10%		
Tributos (excluídos encargos sociais)	12.763.719	877,56%	63,17%	4.911.425	325,19%	28,38%		
Total - Indicadores sociais externos	12.786.533	879,13%	63,28%	4.928.447	326,32%	28,48%		
4 - Indicadores Ambientais	Valor (mil)	% sobre RO	% sobre RL	Valor (mil)	% sobre RO	% sobre RL		
Investimentos relacionados com a produção/ operação da empresa	27.482	1,89%	0,14%	31.837	2,11%	0,18%		
Investimentos em programas e/ou projetos externos	59.895	4,12%	0,30%	57.625	3,82%	0,33%		
Total dos investimentos em meio ambiente	87.377	6,01%	0,43%	89.462	5,92%	0,52%		
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 0 a 50%		<input type="checkbox"/> cumpre de 51 a 75% <input checked="" type="checkbox"/> cumpre de 76 a 100%		<input type="checkbox"/> não possui metas <input type="checkbox"/> cumpre de 0 a 50%		<input type="checkbox"/> cumpre de 51 a 75% <input checked="" type="checkbox"/> cumpre de 76 a 100%	
5 - Indicadores do Corpo Funcional	2015			2014				
Nº de empregados(as) ao final do período	9.885			9.136				
Nº de admissões durante o período	2.257			2.405				
Nº de empregados(as) terceirizados(as)	ND			ND				
Nº de estagiários(as)	169			188				
Nº de empregados(as) acima de 45 anos	2.148			2.107				
Nº de mulheres que trabalham na empresa	2.224			2.146				
% de cargos de chefia ocupados por mulheres	8,77%			9,94%				
Nº de negros(as) que trabalham na empresa	1.969			1.684				
% de cargos de chefia ocupados por negros(as)	2,34%			1,17%				
Nº de portadores(as) de deficiência ou necessidades especiais	344			289				
6 - Informações relevantes quanto ao exercício da cidadania empresarial	2015			2014				
Relação entre a maior e a menor remuneração na empresa	17,92			21,03				
Número total de acidentes de trabalho	54			54				
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 OIT	<input checked="" type="checkbox"/> incentiva e segue a OIT	<input type="checkbox"/> não se envolve	<input type="checkbox"/> segue as normas da OIT	<input checked="" type="checkbox"/> incentiva e segue a OIT		
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):	2.025.091	1.947	6.323	1.964.743	1.386	6.025		
% de reclamações e críticas atendidas ou solucionadas:	na empresa 100%	na empresa 100%	na Justiça 137,6%	na empresa 100%	na empresa 100%	na Justiça 5,8%		
Valor adicionado total a distribuir (em R\$ mil):	Em 2015 17.366.310			Em 2014 8.766.905				
Distribuição do Valor Adicionado (DVA):	74,3% governo 5,2% colaboradores(as) 1,0% acionistas 18,4% terceiros 4,1% retido			57,5% governo 8,3% colaboradores(as) 8,7% acionistas 23,1% terceiros 1,4% retido				
7 - Outras Informações	Informações Consolidadas							
Nos itens financeiros foram utilizados os percentuais de participação societária. Para as demais informações, tais como quantidade de empregados e processos judiciais, as informações foram disponibilizadas em números inteiros.								
Responsável pelo Preenchimento: Sergio Luis Felice, fone +55 (19) 3756-8018, sifelice@cpfl.com.br								
(*) Informações não examinadas pelos auditores independentes								



CPFL Energia S.A.
Balancos Patrimoniais em 31 de dezembro de 2015 e 2014
 (Em milhares de reais)

ATIVO	Nota explicativa	Controladora		Consolidado	
		31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014 (*)
Circulante					
Caixa e equivalentes de caixa	5	424.192	799.775	5.682.802	4.357.455
Consumidores, concessionárias e permissionárias	6	-	-	3.174.918	2.251.124
Dividendo e juros sobre o capital próprio	13	1.227.590	942.367	91.392	54.483
Títulos e valores mobiliários		-	-	23.633	5.324
Tributos a compensar	7	72.885	49.071	475.211	329.638
Derivativos	35	70.153	-	627.493	23.260
Ativo financeiro setorial	8	-	-	1.464.019	610.931
Estoques		-	-	24.129	18.505
Arrendamentos	10	-	-	12.883	12.396
Ativo financeiro da concessão	11	-	-	9.630	540.094
Outros créditos	12	942	976	922.541	1.011.495
Total do circulante		1.795.763	1.792.189	12.508.652	9.214.704
Não circulante					
Consumidores, concessionárias e permissionárias	6	-	-	128.946	123.405
Coligadas, controladas e controladora	32	2.814	12.089	84.265	100.666
Depósitos judiciais	22	630	546	1.227.527	1.162.477
Tributos a compensar	7	-	-	167.159	144.383
Ativo financeiro setorial	8	-	-	489.945	321.788
Derivativos	35	-	-	1.651.260	584.917
Créditos fiscais diferidos	9	140.389	150.628	334.886	938.496
Adiantamento para futuro aumento de capital	13	52.680	55.157	-	-
Arrendamentos	10	-	-	34.504	35.169
Ativo financeiro da concessão	11	-	-	3.597.474	2.834.522
Investimentos ao custo		-	-	116.654	116.654
Outros créditos	12	14.919	15.818	560.014	388.828
Investimentos	13	6.940.036	6.290.998	1.247.631	1.098.769
Imobilizado	14	1.215	843	9.173.217	9.149.486
Intangível	15	24	18	9.210.338	8.930.171
Total do não circulante		7.152.706	6.526.098	28.023.819	25.929.732
Total do ativo		8.948.469	8.318.287	40.532.471	35.144.436

(*) Contempla os efeitos da nota explicativa 13.4.

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras



CPFL Energia S.A.
Balancos Patrimoniais em 31 de dezembro de 2015 e 2014
 (Em milhares de reais)

PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO	Nota explicativa	Controladora		Consolidado	
		31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014 (*)
Circulante					
Fornecedores	16	1.157	791	3.161.210	2.374.147
Encargos de dívidas	17	38.057	-	118.267	97.525
Encargos de debêntures	18	-	15.020	232.227	293.108
Empréstimos e financiamentos	17	935.196	-	2.831.654	1.093.500
Debêntures	18	-	1.289.386	458.165	2.042.075
Entidade de previdência privada	19	-	-	802	85.374
Taxas regulamentares	20	-	-	852.017	43.795
Impostos, taxas e contribuições	21	747	1.859	653.342	436.267
Dividendo e juros sobre capital próprio	25	212.531	13.555	221.855	19.086
Obrigações estimadas com pessoal		-	-	79.924	70.252
Derivativos	35	981	-	981	38
Passivo financeiro setorial	8	-	-	-	21.998
Uso do bem público	23	-	-	9.457	4.000
Outras contas a pagar	24	18.041	17.877	904.971	835.941
Total do circulante		1.206.708	1.338.488	9.524.873	7.417.104
Não circulante					
Fornecedores	16	-	-	633	633
Encargos de dívidas	17	-	-	120.659	60.717
Encargos de debêntures	18	-	-	16.487	-
Empréstimos e financiamentos	17	-	-	11.592.206	9.426.634
Debêntures	18	-	-	6.363.552	6.136.400
Entidade de previdência privada	19	-	-	474.318	518.386
Débitos fiscais diferidos	9	-	-	1.432.594	1.401.009
Provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas	22	1.635	725	569.534	508.151
Derivativos	35	-	-	33.205	13.317
Uso do bem público	23	-	-	83.124	80.992
Provisão para perda em investimento	13	33.969	-	-	-
Outras contas a pagar	24	31.961	35.540	191.148	183.766
Total do não circulante		67.565	36.264	20.877.460	18.330.004
Patrimônio líquido					
Capital social	25	5.348.312	4.793.424	5.348.312	4.793.424
Reservas de capital		468.082	468.082	468.082	468.082
Reserva legal		694.058	650.811	694.058	650.811
Reserva estatutária - ativo financeiro da concessão		585.451	330.437	585.451	330.437
Reserva estatutária - reforço de capital de giro		392.972	554.888	392.972	554.888
Resultado abrangente acumulado		185.321	145.893	185.321	145.893
		7.674.196	6.943.535	7.674.196	6.943.535
Patrimônio líquido atribuído aos acionistas não controladores		-	-	2.455.942	2.453.794
Total do patrimônio líquido		7.674.196	6.943.535	10.130.138	9.397.329
Total do passivo e do patrimônio líquido		8.948.469	8.318.287	40.532.471	35.144.436

(*) Contempla os efeitos da nota explicativa 13.4.

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras



CPFL Energia S.A.
Demonstrações dos resultados para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2015 e 2014
 (Em milhares de reais, exceto lucro por ação)

	Nota explicativa	Controladora		Consolidado	
		2015	2014	2015	2014
Receita operacional líquida	27	1.157	61	20.205.869	17.305.942
Custo do serviço de energia elétrica					
Custo com energia elétrica	28	-	-	(13.311.747)	(10.643.130)
Custo de operação	29	-	-	(1.907.197)	(1.672.359)
Custo do serviço prestado a terceiros	29	-	-	(1.049.101)	(946.052)
Lucro operacional bruto		1.157	61	3.937.825	4.044.401
Despesas operacionais	29				
Despesas com vendas		-	-	(464.583)	(402.698)
Despesas gerais e administrativas		(29.911)	(26.175)	(863.499)	(773.630)
Outras despesas operacionais		-	-	(357.653)	(328.000)
Resultado do serviço		(28.754)	(26.114)	2.252.090	2.540.073
Resultado de participações societárias	13	926.951	1.011.185	216.885	59.684
Resultado financeiro	30				
Receitas financeiras		74.854	117.855	1.558.047	890.436
Despesas financeiras		(97.802)	(143.319)	(2.572.567)	(1.979.890)
		(22.948)	(25.464)	(1.014.520)	(1.089.454)
Lucro antes dos tributos		875.250	959.607	1.454.454	1.510.304
Contribuição social	9	(797)	5.172	(160.162)	(168.989)
Imposto de renda	9	(9.513)	(15.602)	(419.015)	(454.871)
		(10.309)	(10.430)	(579.177)	(623.860)
Lucro líquido do exercício		864.940	949.177	875.277	886.443
Lucro líquido atribuído aos acionistas controladores				864.940	949.177
Lucro (Prejuízo) líquido atribuído aos acionistas não controladores				10.337	(62.733)
Lucro por ação básico atribuído aos acionistas controladores - R\$	26	0,87	0,96	0,87	0,96
Lucro por ação diluído atribuído aos acionistas controladores - R\$	26	0,85	0,94	0,85	0,94

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras



CPFL Energia S.A.
Demonstrações dos resultados abrangentes para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2015 e 2014
 (Em milhares de reais)

	Controladora	
	2015	2014
Lucro líquido do exercício	864.940	949.177
Outros resultados abrangentes		
Itens que não serão reclassificados posteriormente para o resultado:		
Resultado abrangente do exercício reflexo sobre os investimentos da Companhia	65.547	(225.720)
Resultado abrangente do exercício - individual	930.488	723.457
	Consolidado	
	2015	
Lucro líquido do exercício	875.277	886.443
Outros resultados abrangentes		
Itens que não serão reclassificados posteriormente para o resultado:		
- Ganhos (Perdas) atuariais líquido dos efeitos tributários	65.547	(225.720)
Resultado abrangente consolidado do exercício	940.825	660.724
Resultado abrangente atribuído aos acionistas controladores	930.488	723.457
Resultado abrangente atribuído aos acionistas não controladores	10.337	(62.733)

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras



CPFL Energia S.A.
Demonstração das mutações do patrimônio líquido para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2015 e 2014
(Em milhares de reais)

	Reservas de lucros							Resultado abrangente acumulado			Participação de acionistas não controladores			
	Reserva estatutária							Custo atribuído	Entidade de previdência privada	Lucros acumulados	Total	Resultado abrangente acumulado	Outros componentes do patrimônio líquido	Total do patrimônio líquido
	Capital social	Reserva de capital	Reserva legal	Reserva de retenção de lucros para investimento	Ativo financeiro da concessão	Reforço de capital de giro	Dividendo							
Saldos em 31 de dezembro de 2013	4.793.424	287.630	603.352	108.987	265.036	-	567.802	509.666	(111.998)	-	7.023.899	18.490	1.756.328	8.798.718
Resultado abrangente total	-	-	-	-	-	-	-	-	(225.720)	949.177	723.457	-	(62.733)	660.724
Lucro Líquido do Exercício	-	-	-	-	-	-	-	-	-	949.177	949.177	-	(62.733)	886.443
Outros resultados abrangentes: ganhos (perdas) atuariais	-	-	-	-	-	-	-	-	(225.720)	-	(225.720)	-	-	(225.720)
Mutações Internas do patrimônio líquido	-	-	47.459	-	65.400	554.888	-	(26.055)	-	(532.705)	-	(1.487)	1.455	(33)
Realização do custo atribuído de ativo imobilizado	-	-	-	-	-	-	-	(39.478)	-	39.478	-	(2.254)	2.254	-
Efeitos fiscais sobre a realização do custo atribuído	-	-	-	-	-	-	-	13.422	-	(13.422)	-	766	(766)	-
Constituição de Reserva Legal	-	-	47.459	-	-	-	-	-	-	(47.459)	-	-	-	-
Realização/reversão da reserva de retenção de lucros	-	-	-	(108.987)	-	-	-	-	-	108.987	-	-	-	-
Movimentação de reserva estatutária no exercício	-	-	-	-	65.400	554.888	-	-	-	(620.288)	-	-	-	-
Outras movimentações de acionistas não controladores	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(33)	(33)
Transações de capital com os acionistas	-	180.452	-	-	-	-	-	-	-	(416.472)	(803.822)	-	741.743	(62.079)
Dividendo Prescrito	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5.722	5.722	-	-	5.722
Dividendo Intermediário	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(422.195)	(422.195)	-	(2.382)	(424.576)
Aprovação da proposta de dividendo	-	-	-	-	-	-	(567.802)	-	-	-	(567.802)	-	(27.156)	(594.958)
Resgate de reserva de capital de acionistas não controladores	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(2.189)	(2.189)
Aumento de capital em controladas sem alteração no controle	-	362	-	-	-	-	-	-	-	-	362	-	760	1.123
Ganho (perda) em participação sem alteração no controle	-	(207)	-	-	-	-	-	-	-	-	(207)	-	207	-
Combinação de negócios CPFL Renováveis / DESA	-	180.297	-	-	-	-	-	-	-	-	180.297	-	653.366	833.663
Combinação de negócios CPFL Renováveis/DESA - efeito de não controlador de controlada (*)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	119.137	119.137
Saldos em 31 de dezembro de 2014 (*)	4.793.424	468.082	650.811	-	330.437	554.888	-	483.610	(337.718)	-	6.943.535	17.003	2.436.791	9.397.329
Resultado abrangente total	-	-	-	-	-	-	-	-	65.547	864.940	930.488	-	10.337	940.825
Lucro líquido do exercício	-	-	-	-	-	-	-	-	-	864.940	864.940	-	10.337	875.277
Outros resultados abrangentes: ganhos (perdas) atuariais	-	-	-	-	-	-	-	-	65.547	-	65.547	-	-	65.547
Mutações internas do patrimônio líquido	-	-	43.247	-	255.013	392.972	-	(26.119)	-	(665.113)	-	(1.683)	1.635	(48)
Realização do custo atribuído de ativo imobilizado	-	-	-	-	-	-	-	(39.574)	-	39.574	-	(2.550)	2.550	-
Efeito fiscais sobre a realização do custo atribuído	-	-	-	-	-	-	-	13.455	-	(13.455)	-	867	(867)	-
Constituição da Reserva Legal	-	-	43.247	-	-	-	-	-	-	(43.247)	-	-	-	-
Movimentação da reserva estatutária no exercício	-	-	-	-	255.013	392.972	-	-	-	(647.985)	-	-	-	-
Outras movimentações de acionistas não controladores	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(48)	(48)
Transações de capital com os acionistas	554.888	-	-	-	-	(554.888)	-	-	-	(199.826)	(199.826)	-	(8.140)	(207.966)
Aumento de capital	554.888	-	-	-	-	(554.888)	-	-	-	-	-	-	-	-
Dividendo prescrito	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5.597	5.597	-	-	5.597
Aprovação da proposta de dividendo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(205.423)	(205.423)	-	(8.147)	(213.570)
Aumento de capital em controladas sem alteração no controle	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	7	7
Saldos em 31 de dezembro de 2015	5.348.312	468.082	694.058	-	585.451	392.972	-	457.491	(272.171)	-	7.674.196	15.320	2.440.623	10.130.138

(*) Contempla os efeitos da nota explicativa 13.4.

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras



CPFL Energia S/A
Demonstrações dos fluxos de caixa para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2015 e 2014
 (Em milhares de reais)

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014
Lucro antes dos tributos	875.250	959.607	1.454.454	1.510.304
Ajustes para conciliar o lucro ao caixa oriundo das atividades operacionais				
Depreciação e amortização	170	173	1.279.902	1.159.964
Provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas	1.497	640	258.539	191.228
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	-	-	126.879	83.699
Encargos de dívida e atualizações monetárias e cambiais	94.588	142.278	1.519.819	1.486.061
Despesa (receita) com Entidade de previdência privada	-	-	60.184	48.165
Equivalência patrimonial	(926.951)	(1.011.185)	(216.885)	(59.684)
Provisão para perda de valor recuperável de ativos	-	-	38.956	-
Perda (ganho) na baixa de não circulante	-	-	16.309	20.726
PIS e COFINS diferidos	-	-	19.138	24.946
Outros	-	-	(5.825)	(2.431)
	<u>44.553</u>	<u>91.513</u>	<u>4.551.470</u>	<u>4.462.977</u>
Redução (aumento) nos ativos operacionais				
Consumidores, concessionárias e permissionárias	-	-	(1.055.143)	(265.103)
Dividendo e juros sobre o capital próprio recebidos	627.014	1.248.982	24.050	40.374
Tributos a compensar	(12.350)	1.564	(62.041)	(134)
Depósitos judiciais	(48)	(444)	22.827	65.732
Ativo financeiro setorial	-	-	(858.860)	(932.719)
Contas a receber - aporte CDE/CCEE	-	-	181.141	(352.379)
Ativo financeiro da concessão (transmissoras)	-	-	(44.243)	(62.299)
Outros ativos operacionais	933	(411)	(82.278)	20.634
Aumento (redução) nos passivos operacionais				
Fornecedores	366	(336)	787.063	470.982
Outros tributos e contribuições sociais	804	(389)	412.703	193.357
Outras obrigações com entidade de previdência privada	-	-	(112.172)	(118.897)
Taxas regulamentares	-	-	808.223	11.415
Processos fiscais, cíveis e trabalhistas pagos	(674)	(209)	(247.512)	(188.000)
Passivo financeiro setorial	-	-	(23.170)	21.998
Contas a pagar - CDE	-	-	19.696	25.807
Outros passivos operacionais	(3.907)	5.694	107.930	84.467
Caixa líquido gerado (consumido) pelas operações	<u>656.691</u>	<u>1.345.964</u>	<u>4.429.684</u>	<u>3.478.212</u>
Encargos de dívidas e debêntures pagos	(36.858)	(138.599)	(1.595.649)	(1.333.570)
Imposto de renda e contribuição social pagos	(2.172)	(21.463)	(276.061)	(552.070)
Caixa líquido gerado (consumido) pelas atividades operacionais	<u>617.661</u>	<u>1.185.902</u>	<u>2.557.974</u>	<u>1.592.572</u>
Atividades de investimento				
Valor pago em combinação de negócios, líquido do caixa adquirido	-	-	-	(68.464)
Caixa incorporado em combinação de negócios	-	-	-	139.293
Redução (Aumento) de capital em investidas	(490.010)	(360.000)	-	(45.445)
Venda de participação em investidas	-	-	10.454	-
Aquisições de imobilizado	(535)	-	(550.003)	(345.049)
Títulos e valores mobiliários, cauções e depósitos vinculados	-	-	(147.914)	(7.839)
Adições de intangível	(12)	(13)	(877.793)	(716.818)
Venda de ativo não circulante	-	-	10.586	43.024
Adiantamento para futuro aumento de capital	(52.680)	(27.153)	-	-
Operações de mútuo com controladas e coligadas	10.845	(2.822)	29.776	949
Devolução de adiantamento a fornecedores	-	-	-	67.342
Caixa líquido gerado (consumido) pelas atividades de investimento	<u>(532.392)</u>	<u>(389.988)</u>	<u>(1.524.894)</u>	<u>(933.007)</u>
Atividades de financiamento				
Aumento de capital por acionistas não controladores	-	-	7	1.123
Captação de empréstimos e debêntures	829.997	-	4.532.167	3.186.384
Amortização de principal de empréstimos e debêntures	(1.290.000)	-	(4.037.685)	(2.559.771)
Liquidação de operações com derivativos	-	-	(135.309)	(119.628)
Pagamento de aquisição de negócios	-	-	(61.709)	-
Dividendo e juros sobre o capital próprio pagos	(850)	(986.811)	(5.204)	(1.016.641)
Caixa líquido gerado (consumido) pelas atividades de financiamento	<u>(460.853)</u>	<u>(986.811)</u>	<u>292.267</u>	<u>(508.533)</u>
Aumento (redução) líquido de caixa e equivalentes de caixa	<u>(375.584)</u>	<u>(190.897)</u>	<u>1.325.347</u>	<u>151.032</u>
Saldo inicial de caixa e equivalentes de caixa	<u>799.775</u>	<u>990.672</u>	<u>4.357.455</u>	<u>4.206.422</u>
Saldo final de caixa e equivalentes de caixa	<u>424.192</u>	<u>799.775</u>	<u>5.682.802</u>	<u>4.357.455</u>

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras



CPFL Energia S.A.
Demonstrações do valor adicionado para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2015 e 2014
 (Em milhares de reais)

	Controladora		Consolidado	
	2015	2014	2015	2014
1 - Receita	1.821	81	34.377.361	23.057.172
1.1 Receita de venda de energia e serviços	1.274	78	32.862.289	21.851.381
1.2 Receita relativa à construção de ativos próprios	547	3	595.282	344.492
1.3 Receita relativa à construção da infraestrutura de concessão	-	-	1.046.669	944.997
1.4 Provisão para créditos de liquidação duvidosa	-	-	(126.879)	(83.699)
2 - (-) Insumos adquiridos de terceiros	(10.322)	(7.701)	(17.590.769)	(14.092.481)
2.1 Custo com energia elétrica	-	-	(14.749.957)	(11.780.445)
2.2 Material	(586)	(21)	(1.116.288)	(857.284)
2.3 Serviços de terceiros	(7.239)	(5.060)	(1.122.529)	(1.008.775)
2.4 Outros	(2.496)	(2.620)	(601.995)	(445.978)
3 - Valor adicionado bruto (1+2)	(8.501)	(7.620)	16.786.592	8.964.691
4 - Retenções	(170)	(173)	(1.281.726)	(1.160.713)
4.1 Depreciação e amortização	(170)	(173)	(979.062)	(875.696)
4.2 Amortização do intangível de concessão	-	-	(302.665)	(285.018)
5 - Valor adicionado líquido gerado (3+4)	(8.670)	(7.793)	15.504.865	7.803.977
6 - Valor adicionado recebido em transferência	1.011.013	1.141.740	1.861.444	962.928
6.1 Receitas financeiras	84.061	130.555	1.644.560	903.244
6.2 Equivalência patrimonial	926.951	1.011.185	216.885	59.684
7 - Valor adicionado líquido a distribuir (5+6)	1.002.342	1.133.947	17.366.310	8.766.905
8 - Distribuição do valor adicionado				
8.1 Pessoal e encargos	16.939	15.507	905.102	814.979
8.1.1 Remuneração direta	9.963	8.455	562.082	500.471
8.1.2 Benefícios	5.987	6.257	298.738	275.322
8.1.3 F.G.T.S	988	796	44.283	39.186
8.2 Impostos, taxas e contribuições	28.424	25.807	12.910.440	5.044.467
8.2.1 Federais	28.394	25.782	8.207.474	1.916.922
8.2.2 Estaduais	30	24	4.688.978	3.109.743
8.2.3 Municipais	-	-	13.988	17.802
8.3 Remuneração de capital de terceiros	92.040	143.456	2.675.490	2.021.016
8.3.1 Juros	91.918	143.318	2.622.405	1.954.293
8.3.2 Aluguéis	121	138	53.085	46.929
8.3.3 Outros	-	-	-	19.794
8.4 Remuneração de capital próprio	864.940	949.177	875.277	886.443
8.4.1 Dividendo (incluindo adicional proposto)	173.708	281.430	164.228	208.674
8.4.2 Lucros retidos	691.232	667.747	711.050	677.770
	1.002.342	1.133.947	17.366.310	8.766.905

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras

CPFL ENERGIA S.A.
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 CPFL Energia S.A. (“CPFL Energia” ou “Companhia”), é uma sociedade por ações de capital aberto, constituída com o objetivo principal de atuar como holding, participando no capital de outras sociedades, dedicadas primariamente às atividades de distribuição, geração e comercialização de energia elétrica no Brasil.

A sede administrativa da Companhia está localizada na Rua Gomes de Carvalho, 1510 - 14º andar – Sala 142 - Vila Olímpia - São Paulo - SP - Brasil.

A Companhia possui participações diretas e indiretas nas seguintes controladas e empreendimentos controlados em conjunto (informações sobre área de concessão, número de clientes, capacidade de produção de energia e dados correlatos não são auditados pelos auditores independentes):

Distribuição de energia	Tipo de sociedade	Participação societária	Localização (Estado)	Nº de municípios	Nº de consumidores aproximados (em milhares)	Prazo da concessão	Término da concessão
Companhia Paulista de Força e Luz (“CPFL Paulista”)	Sociedade por ações de capital aberto	Direta 100%	Interior de São Paulo	234	4.218	30 anos	Novembro de 2027
Companhia Piratininga de Força e Luz (“CPFL Piratininga”)	Sociedade por ações de capital aberto	Direta 100%	Interior e litoral de São Paulo	27	1.659	30 anos	Outubro de 2028
Rio Grande Energia S.A. (“RGE”)	Sociedade por ações de capital aberto	Direta 100%	Interior do Rio Grande do Sul	255	1.444	30 anos	Novembro de 2027
Companhia Luz e Força Santa Cruz (“CPFL Santa Cruz”)	Sociedade por ações de capital fechado	Direta 100%	Interior de São Paulo e Paraná	27	205	30 anos	Julho de 2045
Companhia Leste Paulista de Energia (“CPFL Leste Paulista”)	Sociedade por ações de capital fechado	Direta 100%	Interior de São Paulo	7	57	30 anos	Julho de 2045
Companhia Jaguarí de Energia (“CPFL Jaguarí”)	Sociedade por ações de capital fechado	Direta 100%	Interior de São Paulo	2	39	30 anos	Julho de 2045
Companhia Sul Paulista de Energia (“CPFL Sul Paulista”)	Sociedade por ações de capital fechado	Direta 100%	Interior de São Paulo	5	83	30 anos	Julho de 2045
Companhia Luz e Força de Mococa (“CPFL Mococa”)	Sociedade por ações de capital fechado	Direta 100%	Interior de São Paulo e Minas Gerais	4	46	30 anos	Julho de 2045

Geração de energia (fontes convencionais e renováveis)	Tipo de sociedade	Participação societária	Localização (Estado)	Nº usinas / tipo de energia	Potência instalada (MW)	
					Total	Participação CPFL
CPFL Geração de Energia S.A. (“CPFL Geração”)	Sociedade por ações de capital aberto	Direta 100%	São Paulo e Goiás	1 Hidrelétrica, 4 PCH (a) e 1 térmica	729	729
CERAN - Companhia Energética Rio das Antas (“CERAN”)	Sociedade por ações de capital fechado	Indireta 65%	Rio Grande do Sul	3 Hidrelétricas	360	234
Foz do Chapecó Energia S.A. (“Foz do Chapecó”)	Sociedade por ações de capital fechado	Indireta 51%	Santa Catarina e Rio Grande do Sul	1 Hidrelétrica	855	436
Campos Novos Energia S.A. (“ENERCAN”)	Sociedade por ações de capital fechado	Indireta 48,72%	Santa Catarina	1 Hidrelétrica	880	429
BAESA - Energética Barra Grande S.A. (“BAESA”)	Sociedade por ações de capital aberto	Indireta 25,01%	Santa Catarina e Rio Grande do Sul	1 Hidrelétrica	690	173
Centrais Elétricas da Paraíba S.A. (“EPASA”)	Sociedade por ações de capital fechado	Indireta 53,34%	Paraíba	2 Térmicas	342	182
Paulista Lajeado Energia S.A. (“Paulista Lajeado”)	Sociedade por ações de capital fechado	Indireta 59,93% (b)	Tocantins	1 Hidrelétrica	903	63
CPFL Energias Renováveis S.A. (“CPFL Renováveis”)	Sociedade por ações de capital aberto	Indireta 51,61%	(c)	(c)	(c)	(c)
CPFL Centrais Geradoras Ltda (“CPFL Centrais Geradoras”)	Sociedade limitada	Direta 100%	São Paulo	6 CGHs (g)	4	4

Comercialização de energia	Tipo de sociedade	Atividade preponderante	Participação societária
CPFL Comercialização Brasil S.A. ("CPFL Brasil")	Sociedade por ações de capital fechado	Comercialização de energia	Direta 100%
Clion Assessoria e Comercialização de Energia Elétrica Ltda. ("CPFL Meridional")	Sociedade Limitada	Comercialização e prestação de serviços de energia	Indireta 100%
CPFL Comercialização Cone Sul S.A. ("CPFL Cone Sul")	Sociedade por ações de capital fechado	Comercialização de energia	Indireta 100%
CPFL Planalto Ltda. ("CPFL Planalto")	Sociedade Limitada	Comercialização de energia	Direta 100%
CPFL Brasil Varejista S.A. ("CPFL Brasil Varejista")	Sociedade por ações de capital fechado	Comercialização de energia	Indireta 100%
Prestação de serviços	Tipo de sociedade	Atividade preponderante	Participação societária
CPFL Serviços, Equipamentos, Indústria e Comércio S.A. ("CPFL Serviços")	Sociedade por ações de capital fechado	Fabricação, comercialização, locação e manutenção de equipamentos eletro-mecânicos e prestação de serviços	Direta 100%
NECT Serviços Administrativos Ltda ("Nect")	Sociedade Limitada	Prestação de serviços administrativos	Direta 100%
CPFL Atende Centro de Contatos e Atendimento Ltda. ("CPFL Atende")	Sociedade Limitada	Prestação de serviços de tele-atendimento	Direta 100%
CPFL Total Serviços Administrativos Ltda. ("CPFL Total")	Sociedade Limitada	Serviços de arrecadação e cobrança	Direta 100%
CPFL Eficiência Energética S.A ("CPFL ESCO")	Sociedade por ações de capital fechado	Gestão em eficiência energética	Direta 100%
TI Nect Serviços de Informática Ltda. ("Authi") (f)	Sociedade Limitada	Prestação de serviços de informática	Direta 100%
CPFL GD S.A ("CPFL GD") (h)	Sociedade por ações de capital fechado	Prestação de serviços na área de geração	Indireta 100%
Outras	Tipo de Sociedade	Atividade preponderante	Participação Societária
CPFL Jaguariúna Participações Ltda ("CPFL Jaguariúna")	Sociedade Limitada	Sociedade de participação	Direta 100%
CPFL Jaguarí de Geração de Energia Ltda ("Jaguarí Geração")	Sociedade Limitada	Sociedade de participação	Direta 100%
Chapecoense Geração S.A. ("Chapecoense") (d)	Sociedade por ações de capital fechado	Sociedade de participação	Indireta 51%
Sul Geradora Participações S.A. ("Sul Geradora")	Sociedade por ações de capital fechado	Sociedade de participação	Indireta 99,95%
CPFL Telecom S.A ("CPFL Telecom")	Sociedade por ações de capital fechado	Prestação de serviços na área de telecomunicações	Direta 100%
CPFL Transmissão Piracicaba S.A ("CPFL Transmissão Piracicaba")	Sociedade por ações de capital fechado	Prestação de serviços na área de transmissão de energia elétrica	Indireta 100%
CPFL Transmissora Morro Agudo S.A ("CPFL Transmissão Morro Agudo") (e)	Sociedade por ações de capital fechado	Prestação de serviços na área de transmissão de energia elétrica	Indireta 100%

a) PCH - Pequena Central Hidrelétrica.

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

c) A CPFL Renováveis possui operações nos estados de São Paulo, Minas Gerais, Mato Grosso, Santa Catarina, Ceará, Rio Grande do Norte, Paraná e Rio Grande do Sul, e tem como principais atividades (i) o investimento em sociedades no segmento de energias renováveis, (ii) a identificação, desenvolvimento e exploração de potenciais de geração e (iii) comercialização de energia elétrica. Em 31 de dezembro de 2015, a CPFL Renováveis era composta por um portfólio de 126 projetos de 2.909,2 MW de capacidade instalada (1.799,3 MW em operação), sendo:

- Geração de energia hidrelétrica: 47 PCH's (557,7 MW) com 38 PCH's em operação (399,0 MW) e 9 PCH's em desenvolvimento (158,7 MW);
- Geração de energia eólica: 70 projetos (1.980,4 MW) com 34 projetos em operação (1.029,2 MW) e 36 projetos em construção/desenvolvimento (951,2 MW);
- Geração de energia a partir de biomassa: 8 usinas em operação (370,0 MW);
- Geração de energia solar: 1 usina solar em operação (1,1 MW)

- (d) O empreendimento controlado em conjunto Chapecoense possui como controlada direta a Foz do Chapecó, e consolida suas demonstrações financeiras de forma integral.
- (e) Em janeiro de 2015 foi aprovada a constituição da CPFL Transmissora Morro Agudo S.A. (“CPFL Transmissão Morro Agudo”), controlada da CPFL Geração, que tem como objetivo implantar e operar concessões de transmissão de energia elétrica, incluindo atividades de construção, implantação, operação e manutenção de instalações de transmissão da rede básica do Sistema Interligado Nacional (“SIN”).
- (f) Em setembro de 2014 a controlada direta TI Nect Serviços de Informática Ltda. (“Authi”), foi constituída com o objetivo de prestar serviços de informática, manutenção em tecnologias da informação, atualização de sistema, desenvolvimento e customização de programas e manutenção de computadores e equipamentos periféricos.
- (g) CGH – Central Geradora Hidrelétrica.
- (h) Em agosto de 2015 foi constituída a empresa CPFL GD S.A., controlada integralmente pela CPFL Eficiência Energética S.A., com o objetivo principalmente de prestação de serviços e consultoria em geral no mercado de energia elétrica e comercialização de bens relacionados a centrais de geração de energia elétrica.

Conforme determinado no Despacho do Ministro de Estado de Minas e Energia de novembro de 2015, as controladas CPFL Santa Cruz, CPFL Leste Paulista, CPFL Jaguari, CPFL Sul Paulista e CPFL Mococa assinaram em 9 de dezembro de 2015 o 5º termo aditivo ao contrato de concessão nº 17/1999-ANEEL, vencido em 7 de julho de 2015. As controladas tiveram prorrogado o prazo para exploração de suas atividades de distribuição de energia elétrica por mais 30 anos, com vencimento para 07 de julho de 2045. O aditivo foi formalizado de acordo com a Lei nº 12.783 de 11 de janeiro de 2013, do Decreto nº 7.805 de 14 de setembro de 2012 e do Decreto nº 8.461 de 2 de junho de 2015 que estabeleceu as condições para a prorrogação referente aos critérios operacionais e econômico-financeiros. O novo aditivo exigiu das controladas da Companhia o atendimento aos seguintes critérios (i) eficiência com relação à qualidade do serviço prestado, (ii) eficiência com relação à gestão econômico-financeira, (iii) racionalidade operacional e econômica e (iv) modicidade tarifária.

O alcance dos referidos indicadores será monitorado pela Agência Reguladora - ANEEL, podendo haver a abertura de processo administrativo na eventualidade de não atingimentos dos mesmos.

(2) APRESENTAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

2.1 Base de preparação

As demonstrações financeiras individuais (controladora) e consolidadas foram preparadas em conformidade às normas internacionais de contabilidade (“IFRS” – *Internacional Financial Reporting Standards*), emitidas pelo *International Accounting Standards Board – IASB*, e as práticas contábeis adotadas no Brasil.

As práticas contábeis adotadas no Brasil 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 Agência Nacional de Energia Elétrica (“ANEEL”), quando estas não são conflitantes com as práticas contábeis adotadas no Brasil e/ou com as práticas contábeis internacionais.

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

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 35 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 – Arrendamento;
- Nota 11 – Ativo financeiro da concessão;
- Nota 12 – Outros créditos (Provisão para créditos de liquidação duvidosa);
- Nota 14 – Imobilizado e redução ao valor recuperável;
- Nota 15 – Intangível e redução ao valor recuperável;
- Nota 19 – Entidade de previdência privada;
- Nota 22 – Provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas e depósitos judiciais;
- Nota 24 – Outras contas a pagar (Provisão para custos socioambientais);
- Nota 27 – Receita operacional líquida;
- Nota 28 – Custo com energia elétrica; e
- Nota 35 – Instrumentos financeiros.

2.4 Moeda funcional e moeda de apresentação

A moeda funcional da Companhia é o Real, e as demonstrações financeiras individuais e consolidadas 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 Informações por segmento

Um segmento operacional é um componente da Companhia (i) que possui atividades operacionais através das quais gera receitas e incorre em despesas, (ii) cujos resultados operacionais são regularmente revisados pela Administração na tomada de decisões sobre alocação de recursos e avaliação da performance do segmento, e (iii) para o qual haja informações financeiras individualizadas.

A Administração da Companhia utiliza-se de relatórios para a tomada de decisões estratégicas segmentando os negócios em (i) atividades de distribuição de energia elétrica (“Distribuição”); (ii) atividades de geração de energia elétrica por fontes convencionais (“Geração”); (iii) atividades de geração de energia elétrica por fontes renováveis (“Renováveis”); (iv) atividades de comercialização de energia (“Comercialização”); (v) atividades de prestação de serviços (“Serviços”); e (vi) outras atividades não relacionadas nos itens anteriores.

Estão incluídos na apresentação dos segmentos operacionais, itens diretamente a eles atribuíveis, bem como eventuais alocações necessárias, incluindo ativos intangíveis.

2.6 Informações sobre participações societárias

As participações societárias detidas pela Companhia nas controladas e empreendimentos controlados em conjunto, direta ou indiretamente, estão descritas na nota 1. Exceto (i) pelas empresas ENERCAN, BAESA, Chapecoense e EPASA que são registradas por equivalência patrimonial, e (ii) o investimento registrado ao custo pela controlada Paulista Lajeado na Investco S.A., as demais entidades são consolidadas de forma integral.

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

2.7 Demonstração do valor adicionado

A Companhia elaborou as demonstrações do valor adicionado (“DVA”) individual e consolidada 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 e como informação suplementar às demonstrações financeiras em IFRS, pois não é uma demonstração prevista e nem obrigatória conforme as IFRS.

(3) SUMÁRIO DAS PRINCIPAIS POLÍTICAS CONTÁBEIS

As principais políticas contábeis utilizadas na preparação dessas demonstrações financeiras individuais e consolidadas 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) e IFRIC 12 – Contratos de Concessão estabelecem 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 das concessionárias de distribuição é segregada e movimentada desde a data de sua construção, cumprindo as determinações existentes nos CPCs e IFRSs, 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 (i) IPCA para as controladas CPFL Paulista, CPFL Piratininga e RGE e (ii) IGP-M para as demais controladas do segmento de distribuição. 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) e IAS 11 – 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 contraponha 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 as controladas gerenciam 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 ou suas controladas se tornam 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 e suas controladas possuem os seguintes principais ativos financeiros:

- (i) Registrados pelo valor justo por meio de resultado: são ativos mantidos para negociação ou designados como tal no momento do reconhecimento inicial. A Companhia e suas controladas gerenciam estes ativos e tomam 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 e suas controladas possuem 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.
- (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 ou suas controladas se tornam parte das disposições contratuais do instrumento. A Companhia e suas controladas possuem 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.

A Companhia realiza o registro contábil de garantias financeiras quando estas são concedidas para entidades não controladas ou quando a garantia financeira é concedida em um percentual maior que o de sua participação para cobertura de compromissos de empreendimentos controlados em conjunto. Tais garantias são inicialmente registradas ao valor justo, através de (i) um passivo que corresponde ao risco assumido do não pagamento da dívida e que é amortizado contra receita financeira no mesmo tempo e proporção da amortização da dívida, e (ii) um ativo que corresponde ao direito de ressarcimento pela parte garantida ou uma despesa antecipada em função das garantias, que é amortizado pelo recebimento de caixa de outros acionistas ou pela taxa de juros efetiva durante o prazo da garantia. Subsequentemente ao reconhecimento inicial, as garantias são mensuradas periodicamente pelo maior valor entre o montante determinado de acordo com o CPC 25 e IAS 37 e o montante inicialmente reconhecido, menos sua amortização acumulada.

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 35.

– Capital social

Ações ordinárias são classificadas como 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.

3.3 Arrendamentos

No começo de um contrato deve-se determinar se um contrato é ou contém um arrendamento. Um ativo específico é o objeto de um arrendamento caso o cumprimento do contrato seja dependente do uso daquele ativo especificado. O contrato transfere o direito de usar o ativo caso o contrato transfira o direito ao arrendatário de controlar o uso do ativo subjacente.

Os arrendamentos nos quais os riscos e benefícios permanecem substancialmente com o arrendador são classificados como arrendamentos operacionais. Os pagamentos/recebimentos relacionados aos arrendamentos operacionais são reconhecidos como despesas/receitas na demonstração do resultado linearmente, durante o período do arrendamento.

Os arrendamentos que contemplem não só o direito de uso de ativos, mas também a transferência substancial dos riscos e benefícios para o arrendatário, são classificados como arrendamentos financeiros.

Para os arrendamentos financeiros em que a Companhia ou suas controladas atuam como arrendatárias, os bens são capitalizados no ativo imobilizado no início do arrendamento em contrapartida a um passivo mensurado pelo menor valor entre o valor justo do bem arrendado e o valor presente dos pagamentos mínimos futuros do arrendamento. O imobilizado é depreciado com base na vida útil estimada do ativo ou prazo de arrendamento mercantil, dos dois o menor.

Para os arrendamentos financeiros em que a Companhia ou suas controladas atuam como arrendadoras, as contas a receber de arrendatários são registradas inicialmente com base no valor justo do bem arrendado.

Em ambos os casos, as receitas/despesas financeiras são reconhecidas na demonstração do resultado do exercício durante o período do contrato de arrendamento de modo que seja obtida uma taxa efetiva sobre o saldo do investimento/passivo existente.

3.4 Imobilizado

Os ativos imobilizados são registrados ao custo de aquisição, construção ou formação e estão deduzidos da depreciação acumulada e, quando aplicável, pelas perdas acumuladas por redução ao valor recuperável. Incluem ainda quaisquer outros custos para colocar o ativo no local e em condição necessária para que estes estejam em condição de operar da forma pretendida pela Administração, os custos de desmontagem e de restauração do local onde estes ativos estão localizados e custos de empréstimos sobre ativos qualificáveis.

O custo de reposição de um componente do imobilizado é reconhecido caso seja provável que traga benefícios econômicos para as controladas e se o custo puder ser mensurado de forma confiável, sendo baixado o valor do componente repostado. Os custos de manutenção são reconhecidos no resultado conforme incorridos.

A depreciação é calculada linearmente, a taxas anuais variáveis de 2% a 20%, levando em consideração a vida útil estimada dos bens e também a orientação do órgão regulador.

Os ganhos e perdas na alienação/baixa de um ativo imobilizado são apurados pela comparação dos recursos advindos da alienação com o valor contábil do bem, e são reconhecidos líquidos dentro de outras receitas/despesas operacionais.

Os bens e instalações utilizados nas atividades reguladas são vinculados a esses serviços, 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 desvinculação de bens considerados inservíveis à concessão, sendo o produto da alienação depositado em conta bancária vinculada para aplicação na concessão.

3.5 Intangível

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

O ágio (“*goodwill*”) resultante na aquisição de controladas é representado pela diferença entre o valor justo da contraprestação transferida pela aquisição de um negócio e o montante líquido do valor justo dos ativos e passivos da controlada adquirida.

O ágio é subsequentemente mensurado pelo custo, deduzido das perdas por redução ao valor recuperável acumuladas. Os ágios, bem como os demais ativos intangíveis de vida útil indefinida, se existirem, não estão sujeitos à amortização, sendo anualmente testados para verificar se os respectivos valores contábeis não superam os seus valores de recuperação.

Os deságios são registrados como ganhos no resultado do exercício quando da aquisição do negócio que os originou.

Nas demonstrações financeiras individuais, a mais valia dos ativos líquidos adquiridos em combinações de negócios é incluída ao valor contábil do investimento e sua respectiva amortização é classificada na demonstração do resultado individual na linha de “resultado de participações societárias” em atendimento ao ICPC 09 (R2). Nas demonstrações financeiras consolidadas este valor é apresentado como intangível e sua amortização é classificada na demonstração do resultado consolidado como “amortização de intangível de concessão” em outras despesas operacionais.

O ativo intangível que corresponde ao direito de exploração de concessões pode ter três origens distintas, fundamentadas pelos argumentos a seguir:

- (i) Adquiridos através de combinações de negócios: a parcela oriunda de combinações de negócios que corresponde ao direito de exploração da concessão está sendo apresentada como ativo intangível e amortizada pelo período remanescente das respectivas autorizações de exploração, linearmente ou com base na curva do lucro líquido projetado das concessionárias, conforme o caso.
- (ii) Investimentos na infraestrutura (aplicação do ICPC 01 (R1) e IFRIC 12 – Contratos de Concessão): em função dos contratos de concessão de distribuição de energia elétrica firmados pelas controladas, o ativo intangível registrado corresponde ao direito que os concessionários possuem 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 de distribuição de energia elétrica 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.

- (iii) Uso do Bem Público: algumas concessões de geração foram concedidas mediante a contraprestação de pagamentos para a União a título de Uso do Bem Público. O registro desta obrigação na data da assinatura dos respectivos contratos, a valor presente, teve como contrapartida a conta de ativo intangível. Estes valores, capitalizados pelos juros incorridos da obrigação até a data de entrada em operação, estão sendo amortizados linearmente pelo período de cada concessão.

3.6 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 e suas controladas avaliam 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*.

3.7 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.

3.8 Benefícios a empregados

Algumas controladas possuem benefícios pós-emprego e planos de pensão, reconhecidos pelo regime de competência em conformidade com o CPC 33 (R1) e IAS 19 (revisado 2011) – Benefícios a Empregados, sendo consideradas Patrocinadoras destes planos. 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.

3.9 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 e internacionais, CPC 24, IAS 10 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 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 dividendo e juros sobre o capital próprio intermediários apurados através de balanço semestral. A declaração de dividendo 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.

3.10 Reconhecimento de receita

A receita operacional do curso normal das atividades das controladas 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. A receita proveniente da venda da geração de energia é registrada com base na energia assegurada e com tarifas especificadas nos termos dos contratos de fornecimento ou no preço de mercado em vigor, conforme o caso. A receita de comercialização de energia é registrada com base em contratos bilaterais firmados com agentes de mercado e devidamente registrados na CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. Não existe consumidor que isoladamente represente 10% ou mais do total do faturamento da Companhia.

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.

3.11 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, e os decorrentes de contabilização inicial em combinações de negócios.

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 e determinadas controladas registraram 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. As controladas registraram, também, créditos fiscais referentes ao benefício de ágios incorporados, os quais estão sendo amortizados proporcionalmente aos lucros líquidos individuais projetados para o período remanescente de cada 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.

3.12 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 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 e IAS 33.

3.13 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 Encargos do Serviço do Sistema (“ESS”).

As subvenções recebidas via aporte da Conta de Desenvolvimento Energético (“CDE”) (notas 27 e 28) referem-se à compensação de descontos concedidos e despesas já incorridas com a finalidade de oferecer suporte financeiro imediato às distribuidoras, nos termos do IAS 20/CPC 07.

3.14 Ativo e passivo financeiro setorial

Conforme modelo tarifário, as tarifas de energia elétrica das distribuidoras devem considerar uma receita capaz de garantir o equilíbrio econômico-financeiro da concessão, estando as concessionárias e permissionárias autorizadas a cobrar de seus consumidores (após revisão e homologação pela ANEEL): (i) reajuste tarifário anual; e (ii) a cada quatro anos ou cinco 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 das distribuidoras é, basicamente, composta pela venda da energia elétrica e pela entrega (transporte) da mesma através do uso da infraestrutura (rede) de distribuição. As receitas das concessionárias são afetadas 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 pelas distribuidoras, classificáveis 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 concessionária 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 aos contratos de concessão e permissão das empresas de distribuição, 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, as oito controladas de distribuição assinaram termo aditivo aos contratos 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 e suas controladas de distribuição passaram a reconhecer, prospectivamente, os componentes de Parcela A e outros componentes financeiros, como ativos e passivos financeiros (nota 8), em contrapartida à rubrica ativo e passivo financeiro setorial em outras receitas operacionais (nota 27). Após o reconhecimento inicial, o saldo de ativo e passivo setorial é basicamente atualizado monetariamente pela variação da SELIC, dependendo de suas respectivas naturezas.

3.15 Combinação de negócios

Combinações de negócios são registradas pelo método da aquisição. A contrapartida transferida em uma combinação de negócios é mensurada pelo valor justo, que é calculado pela soma dos valores justos dos ativos transferidos, dos passivos incorridos na data de aquisição para os antigos controladores da adquirida e das participações emitidas pela Companhia e controladas em troca do controle da adquirida. Os custos relacionados à aquisição são geralmente reconhecidos no resultado, quando incorridos.

As participações dos acionistas não controladores poderão ser inicialmente mensuradas pelo valor justo ou com base na parcela proporcional das participações de acionistas não controladores nos valores reconhecidos dos ativos líquidos identificáveis da adquirida. A seleção do método de mensuração é feita transação a transação.

A diferença líquida positiva, se houver, entre a contraprestação transferida e o valor justo dos ativos identificados (incluindo ativo intangível de exploração da concessão) e passivos assumidos líquidos, na data da aquisição, é registrada como ágio (“*goodwill*”). Em caso de diferença líquida negativa, uma compra vantajosa é identificada e o ganho é registrado na demonstração de resultado do exercício, na data da aquisição.

3.16 Base de consolidação

(i) Combinações de negócios

A Companhia mensura o ágio como o valor justo da contraprestação transferida incluindo o valor reconhecido de qualquer participação não-controladora na companhia adquirida, deduzindo o valor justo reconhecido dos ativos e passivos assumidos identificáveis, todos mensurados na data da aquisição.

(ii) Controladas e empreendimentos controlados em conjunto

As demonstrações financeiras de controladas são incluídas nas demonstrações financeiras consolidadas a partir da data em que o controle se inicia até a data em que deixa de existir. Para os empreendimentos controlados em conjunto (*joint venture*), este registro se dá por meio do método de equivalência patrimonial a partir do momento em que o controle compartilhado se inicia.

As políticas contábeis das controladas e dos empreendimentos controlados em conjunto consideradas na consolidação e ou equivalência patrimonial, conforme o caso, estão alinhadas com as políticas contábeis adotadas pela Companhia.

Nas demonstrações financeiras individuais da controladora as informações financeiras de controladas e empreendimentos controlados em conjunto, assim como das coligadas, são reconhecidas através do método de equivalência patrimonial. Nas demonstrações financeiras consolidadas, as informações dos empreendimentos controlados em conjunto e coligadas, empresas que a Companhia tenha influência significativa, são reconhecidas através do método de equivalência patrimonial.

As demonstrações financeiras consolidadas abrangem os saldos e transações da Companhia e de suas controladas. Os saldos e transações de ativos, passivos, receitas e despesas foram consolidados integralmente para as controladas. Anteriormente à consolidação com as demonstrações financeiras da Companhia, as demonstrações financeiras das controladas CPFL Geração, CPFL Brasil, CPFL Jaguari Geração e CPFL Renováveis são consolidadas integralmente com as de suas respectivas controladas.

Saldos e transações entre empresas do grupo, e quaisquer receitas ou despesas derivadas destas transações, são eliminados na preparação das demonstrações financeiras consolidadas. Ganhos não realizados oriundos de transações com companhias investidas são eliminados na proporção da participação da CPFL Energia na companhia investida. Prejuízos não realizados são eliminados da mesma maneira como são eliminados os ganhos não realizados, mas somente até o ponto em que não haja evidência de perda por redução ao valor recuperável.

Para controladas, a parcela relativa aos acionistas não controladores está destacada no patrimônio líquido e nas demonstrações do resultado e resultado abrangente em cada exercício apresentado.

Os saldos dos empreendimentos controlados em conjunto, bem como o percentual de participação da Companhia em cada um deles, está descrito na nota 13.5.

(iii) Aquisição de participação de acionistas não-controladores

É registrada como transação entre acionistas. Consequentemente, nenhum ganho ou ágio é reconhecido como resultado de tal transação.

3.17 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 consolidadas 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 consolidadas da Companhia para o exercício findo em 31 de dezembro de 2015.

3.18 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.

As controladas de distribuição da Companhia possuem 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 das controladas de distribuição. 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 consolidadas da Companhia.

Adicionalmente, como a Companhia e suas controladas não aplicam a contabilização de *hedge*, a Administração concluiu que não haverá impacto relevante nas informações divulgadas ou valores registrados em suas demonstrações financeiras consolidadas 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 consolidadas.

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 e suas controladas não são adotantes iniciais 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 consolidadas.

d) Alterações ao IFRS 11/CPC 19 (R2) – Contabilização para aquisições de participações em operações em conjunto

As alterações ao IFRS 11/CPC 19 (R2) fornecem instruções para contabilização de aquisições de negócios em conjunto que constituam um “negócio” pela definição estabelecida na IFRS 3/CPC 15 (R1) - Combinação de Negócios.

Estas alterações estabelecem os princípios relevantes na contabilização de uma combinação de negócios no que se refere ao teste de recuperabilidade de um ativo para o qual o ágio originado na aquisição de um negócio em conjunto foi alocado. Os mesmos requerimentos devem ser aplicados na formação de um negócio em conjunto se, e apenas se, um negócio previamente existente for beneficiado pela combinação de negócios em uma das partes participantes. Também é requerido que um negócio em conjunto divulgue as informações relevantes requeridas pela IFRS 3/CPC 15 (R1) e outras normas de combinação de negócios.

Estas alterações são aplicáveis prospectivamente aos períodos anuais a serem iniciados em ou após 1º de janeiro de 2016. Com base em uma avaliação preliminar das alterações, a Administração da Companhia acredita que a aplicação dessas alterações à IFRS 11/CPC 19 (R2), caso essas transações venham a ocorrer, poderá impactar suas demonstrações financeiras consolidadas em períodos futuros.

e) 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 o método linear de depreciação para seu ativo imobilizado. Quanto ao ativo intangível da concessão, a curva do resultado projetado das concessionárias para o prazo remanescente da concessão é utilizado como base para amortização, exceto para a controlada indireta CPFL Renováveis, que utiliza o método linear com base no período remanescente de suas autorizações de exploração.

Considerando que o método aplicado pela Companhia para amortização do ativo intangível da concessão (exceto CPFL Renováveis) 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 das concessões. A estimativa da Administração é que esta alteração resulte em uma despesa de amortização menor em R\$ 66.931 entre os períodos de 2016 a 2020, gerando um lucro estimado à maior em R\$ 65.461. Tal efeito será compensado posteriormente com um aumento da despesa de amortização no período entre 2021 a 2036.

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

As alterações à IAS 1/CPC26 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/CPC26 terá um impacto relevante sobre suas demonstrações financeiras consolidadas.

g) Alterações ao IAS 27 - Método de Equivalência Patrimonial em Demonstrações Financeiras Separadas.

As alterações permitem que uma entidade contabilize investimentos em controladas, empreendimentos controlados em conjunto e coligadas em suas demonstrações financeiras separadas por um dos três métodos: (i) ao custo, (ii) de acordo com a IFRS 9/IAS 39 ou (iii) utilizando o método de equivalência patrimonial, conforme descrito na IAS 28 - Investimentos em Coligadas e Empreendimentos Controlados em Conjunto e define que o mesmo critério de contabilização deve ser aplicado a cada categoria de investimentos.

As alterações também definem que quando uma controladora se torna ou deixa de ser uma entidade de investimento, deve contabilizar a alteração a partir da data em que ocorrer a mudança.

Essas alterações são aplicáveis retrospectivamente aos períodos anuais a serem iniciados em ou após 1º de janeiro de 2016. A Companhia estima que não haverá impactos em suas demonstrações financeiras consolidadas, uma vez que não prepara demonstrações financeiras separadas.

h) Alterações à IFRS 10 e IAS 28 – Vendas ou Contribuição em Ativos entre Investidor e sua coligada ou empreendimento controlado em conjunto.

As alterações à IFRS 10 e à IAS 28 tratam de situações que envolvem a venda ou contribuição de ativos entre um investidor e sua coligada ou empreendimento controlado em conjunto. Especificamente, ganhos e perdas resultantes da perda de controle de uma controlada que não contenha um negócio em uma transação com uma coligada ou empreendimento controlado em conjunto que seja contabilizada utilizando o método de equivalência patrimonial são reconhecidos no resultado da controladora apenas proporcionalmente às participações do “investidor empresa não-relacionada” nessa coligada ou empreendimento controlado em conjunto. Da mesma forma, ganhos e perdas resultantes da reavaliação de investimentos retidos em alguma antiga controlada (que tenha se tornado coligada ou empreendimento controlado em conjunto contabilizada pelo método de equivalência patrimonial) ao valor justo são reconhecidos no resultado da antiga controladora proporcionalmente às participações do “investidor empresa não-relacionada” na nova coligada ou empreendimento controlado em conjunto.

Essas alterações são aplicáveis prospectivamente aos períodos anuais a serem iniciados em ou após 1º de janeiro de 2016. A Administração da Companhia acredita que a aplicação dessas alterações à IFRS 11/CPC 19 (R2), caso essas transações venham a ocorrer, poderá impactar suas demonstrações financeiras consolidadas em períodos futuros.

i) Alterações ao IFRS 10, IFRS 12 e ao IAS 28 - Entidades de Investimento: Aplicando a Exceção de Consolidação.

As alterações à IFRS 10, IFRS 12 e IAS 28 esclarecem que a isenção de preparar demonstrações financeiras consolidadas é aplicável para uma entidade controladora que seja a controlada de uma entidade de investimento, mesmo que a entidade de investimento avalie todas as suas controladas ao valor justo de acordo com a IFRS 10. As alterações esclarecem ainda que a exigência para que uma entidade de investimento consolide uma controlada que preste serviços relacionados às atividades de investimento da primeira seja aplicável apenas a controladas que não sejam entidades de investimento.

Essas alterações são aplicáveis retrospectivamente para períodos anuais iniciados em ou após 1º de janeiro de 2016. A Administração da Companhia não acredita que a aplicação das alterações ao IFRS 10, IFRS 12 e IAS 28 terá um impacto relevante sobre suas demonstrações financeiras consolidadas, uma vez que a Companhia não é uma entidade de investimento e não possui controlada, coligada ou controlada em conjunto que se qualifique como entidade de investimento.

j) Melhorias Anuais ao Ciclo de IFRSs 2012 – 2014

- j.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”.
- j.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.
- j.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.

- j.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 suas demonstrações financeiras consolidadas.

k) IFRS 16 Arrendamentos

Emitida em 13 de janeiro de 2016, estabelece, na visão do arrendatário, nova forma de registro contábil os arrendamentos atualmente classificados como arrendamentos operacionais, cujo registro contábil passa a ser realizado de forma similar aos arrendamentos classificados como financeiros. No que diz respeito aos arrendadores, praticamente mantém os requerimentos do IAS 17, incluindo apenas alguns aspectos adicionais de divulgação.

A IFRS 16 será aplicável para períodos anuais iniciados em ou após 1º de janeiro de 2019, sendo permitida sua adoção antecipada desde que as entidades adotem também de forma antecipada a IFRS 15 – Receita de contratos com clientes. A Companhia está avaliando os potenciais impactos da adoção deste novo pronunciamento.

(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 IFRS 13/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.

- Imobilizado e intangível

O valor justo do imobilizado e intangível reconhecido em função de uma combinação de negócios é baseado em valores de mercado. O valor de mercado destes bens é o valor estimado para o qual um ativo poderia ser trocado na data de avaliação entre partes conhecedoras e interessadas em uma transação não forçada entre participantes do mercado na data de mensuração. O valor justo dos itens do ativo imobilizado é baseado na abordagem de mercado e nas abordagens de custos através de preços de mercado cotados para itens semelhantes, quando disponíveis, e custo de reposição quando apropriado.

- 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&FBOVESPA S.A e Associação Brasileira das Entidades dos Mercados Financeiro e de Capitais - ANBIMA (nota 35) 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 das concessionárias de distribuição, 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 das distribuidoras. Este processo, realizado a cada quatro ou cinco anos, de acordo com cada concessionária, 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 ou IGP-M 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

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014
Saldos bancários	311	628	148.224	177.872
Aplicações financeiras	423.881	799.147	5.534.578	4.179.583
Aplicação de curtíssimo prazo (a)	-	-	26.914	84.512
Certificado de depósitos bancários (b)	-	-	1.255.666	557.018
Operações compromissadas em debêntures (b)	-	-	433.693	15.985
Fundos de investimento (c)	423.881	799.147	3.818.305	3.522.069
Total	424.192	799.775	5.682.802	4.357.455

- 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 PERMISSIONÁRIAS

No consolidado, o saldo é oriundo, principalmente, das atividades de fornecimento de energia elétrica, cuja composição em 31 de dezembro de 2015 e 2014 é como segue:

	Consolidado					
	Saldos vincendos	Vencidos		Total		
		até 90 dias	> 90 dias	31/12/2015	31/12/2014	
Circulante						
Classes de consumidores						
Residencial	340.541	394.199	59.085	793.826	469.318	
Industrial	207.355	99.979	58.086	365.420	171.072	
Comercial	156.922	84.740	21.597	263.259	148.120	
Rural	50.397	12.037	1.823	64.257	36.319	
Poder público	64.502	14.675	776	79.953	47.076	
Iluminação pública	67.366	10.045	793	78.204	45.151	
Serviço público	72.191	8.397	117	80.706	48.777	
Faturado	959.275	624.073	142.278	1.725.626	965.833	
Não faturado	881.307	-	-	881.307	705.318	
Parcelamento de débito de consumidores	149.899	24.436	22.700	197.035	103.512	
Operações realizadas na CCEE	163.266	5.901	394	169.561	227.986	
Concessionárias e permissionárias	321.468	5.711	3.927	331.105	334.403	
Outros	10.770	-	-	10.770	18.660	
	2.485.984	660.121	169.298	3.315.403	2.355.713	
Provisão para créditos de liquidação duvidosa				(140.485)	(104.588)	
Total				3.174.918	2.251.124	
Não circulante						
Parcelamento de débito de consumidores	101.585	-	-	101.585	96.547	
Energia livre	4.768	-	-	4.768	4.139	
Operações realizadas na CCEE	41.301	-	-	41.301	41.301	
Concessionárias e permissionárias	-	-	-	-	-	
	147.654	-	-	147.654	141.988	
Provisão para créditos de liquidação duvidosa				(18.708)	(18.583)	
Total				128.946	123.405	

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 das controladas, para os montantes sem garantia ou sem expectativa de recebimento, foram constituídas provisões para créditos de liquidação duvidosa.

Operações realizadas na CCEE - Os valores referem-se à comercialização no mercado de curto prazo de energia elétrica. Os valores de longo prazo compreendem principalmente: (i) ajustes de contabilizações realizados pela CCEE para contemplar determinações judiciais (liminares) nos processos de contabilização para o período de setembro de 2000 a dezembro de 2002; e (ii) registros escriturais provisórios determinados pela CCEE. As controladas entendem não haver riscos significativos na realização desses ativos e, conseqüentemente, nenhuma provisão foi contabilizada para este fim.

Concessionárias e Permissionárias - Refere-se, basicamente, a saldos a receber decorrentes do suprimento de energia elétrica a outras concessionárias e permissionárias, efetuados, principalmente, pelas controladas CPFL Geração, CPFL Brasil e CPFL Renováveis.

Provisão para créditos de liquidação duvidosa ("PDD")

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

	Consolidado		
	Consumidores, concessionárias e permissionárias	Outros créditos (nota 12)	Total
Saldo em 31/12/2013	(133.247)	(13.152)	(146.399)
Provisão revertida (constituída)	(129.482)	(3.444)	(132.925)
Recuperação de receita	49.363	(136)	49.227
Baixa de contas a receber provisionadas	90.196	1.446	91.642
Saldo em 31/12/2014	(123.171)	(15.285)	(138.456)
Provisão revertida (constituída)	(170.131)	(1.152)	(171.283)
Recuperação de receita	44.338	67	44.405
Baixa de contas a receber provisionadas	89.770	1.930	91.700
Saldo em 31/12/2015	(159.194)	(14.441)	(173.634)
Circulante	(140.485)	(12.460)	(152.944)
Não Circulante	(18.708)	(1.981)	(20.690)

(7) TRIBUTOS A COMPENSAR

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014
<u>Circulante</u>				
Antecipações de contribuição social - CSLL	-	-	35.019	21.951
Antecipações de imposto de renda - IRPJ	2.171	-	76.920	32.030
Imposto de renda retido na fonte sobre juros sobre o capital próprio	10.776	20.594	11.150	21.044
Imposto de renda e contribuição social a compensar	42.456	870	100.658	51.236
Imposto de renda retido na fonte - IRRF	16.996	21.530	125.392	88.249
ICMS a compensar	-	-	63.450	66.641
Programa de integração social - PIS	74	1.072	8.543	7.527
Contribuição para financiamento da seguridade social - COFINS	411	5.005	40.126	38.098
Instituto nacional de seguridade social - INSS	-	-	12.660	1.846
Outros	-	-	1.292	1.015
Total	72.885	49.071	475.211	329.638
<u>Não circulante</u>				
Contribuição social a compensar - CSLL	-	-	57.439	46.555
Imposto de renda a compensar - IRPJ	-	-	23.765	8.352
ICMS a compensar	-	-	81.584	79.223
Programa de integração social - PIS	-	-	350	1.576
Contribuição para financiamento da seguridade social - COFINS	-	-	1.613	7.305
Outros	-	-	2.409	1.372
Total	-	-	167.159	144.383

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

Contribuição social a compensar – CSLL - No não circulante, o saldo refere-se basicamente à decisão favorável em ação judicial movida pela controlada CPFL Paulista, transitada em julgado. A controlada CPFL Paulista está aguardando o trâmite regular de habilitação do crédito junto à Receita Federal, para realizar a compensação sistêmica e financeira do crédito.

ICMS a compensar – No não circulante, refere-se principalmente a crédito constituído de aquisição de bens que resultam no reconhecimento de ativos imobilizados, 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:

	Consolidado						
	Saldo em 31/12/2014	Receita operacional		Resultado financeiro	Recebimento		Saldo em 31/12/2015
		Constituição	Realização	Atualização monetária	Via bandeira tarifária (nota 27.5)	Via aporte CCEE	
Parcela "A"							
CVA (*)							
CCC (**)	58	2	(61)	-	-	-	-
CDE (***)	53.198	517.380	(85.775)	32.430	-	-	517.232
Custos energia elétrica	1.248.165	423.879	(892.002)	115.593	(827.974)	(61.571)	6.091
ESS e EER (****)	(622.243)	244.334	445.537	(65.701)	(276.136)	-	(274.209)
Proinfra	9.249	(9.485)	(5.297)	(615)	-	-	(6.148)
Rede básica	154.593	47.847	(128.988)	23.021	-	-	96.474
Repasse de Itaipu	(309.727)	1.420.055	171.606	38.760	-	-	1.320.695
Transporte de Itaipu	4.076	14.603	(4.234)	1.025	-	-	15.469
Neutralidade dos encargos setoriais	(12.338)	176.463	16.453	9.695	-	-	190.273
Sobrecontratação	597.422	146.174	(151.648)	11.568	(193.607)	(265.205)	144.705
Outros componentes financeiros	(211.735)	95.608	64.072	(4.563)	-	-	(56.618)
Total	910.720	3.076.861	(570.337)	161.213	(1.297.717)	(326.776)	1.953.964
Ativo circulante	610.931						1.464.019
Ativo não circulante	321.788						489.945
Passivo circulante	(21.998)						-

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

(**) Conta de Consumo de Combustível

(***) 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 em março de 2015 para as controladas referentes às competências de novembro e dezembro de 2014.

a) CVA

Referem-se às contas de variação da Parcela A, conforme nota 3.14. 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 E DÉBITOS FISCAIS DIFERIDOS

9.1 Composição dos créditos e débitos fiscais

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014
Crédito (Débito) de contribuição social				
Bases negativas	46.602	41.133	152.200	47.564
Benefício fiscal do ágio incorporado	-	-	93.467	107.359
Diferenças temporariamente indedutíveis	(5.918)	348	(547.066)	(294.473)
Subtotal	40.684	41.481	(301.399)	(139.550)
Crédito (Débito) de imposto de renda				
Prejuízos fiscais	116.438	108.182	417.600	126.085
Benefício fiscal do ágio incorporado	-	-	323.421	367.944
Diferenças temporariamente indedutíveis	(16.733)	966	(1.519.170)	(819.339)
Subtotal	99.705	109.148	(778.150)	(325.311)
Crédito (Débito) de PIS e COFINS				
Diferenças temporariamente indedutíveis	-	-	(18.159)	2.348
Total	140.389	150.628	(1.097.708)	(462.513)
Total crédito fiscal	140.389	150.628	334.886	938.496
Total débito fiscal	-	-	(1.432.594)	(1.401.009)

9.2 Benefício fiscal do ágio incorporado

Refere-se ao crédito fiscal calculado sobre os ágios de aquisição de controladas, conforme demonstrado na tabela abaixo, os quais foram incorporados e estão registrados 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 o originaram, conforme o lucro líquido projetado das controladas durante o prazo remanescente da concessão, demonstrado na nota 15.

	Consolidado			
	31/12/2015		31/12/2014	
	CSLL	IRPJ	CSLL	IRPJ
CPFL Paulista	55.123	153.119	61.819	171.719
CPFL Piratininga	13.286	45.597	14.691	50.417
RGE	25.058	106.324	28.496	117.683
CPFL Santa Cruz	-	-	869	2.733
CPFL Leste Paulista	-	-	387	1.184
CPFL Sul Paulista	-	-	603	1.892
CPFL Jaguari	-	-	312	962
CPFL Mococa	-	-	182	554
CPFL Geração	-	18.380	-	20.800
Total	93.467	323.421	107.359	367.944

9.3 Saldos acumulados sobre diferenças temporariamente indedutíveis

	Consolidado					
	31/12/2015			31/12/2014		
	CSLL	IRPJ	PIS/COFINS	CSLL	IRPJ	PIS/COFINS
Diferenças temporariamente indedutíveis						
Provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas	33.806	93.906	-	29.282	81.340	-
Entidade de previdência privada	1.867	5.185	-	1.900	5.277	-
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	15.680	43.556	-	12.422	34.506	-
Provisão energia livre	6.897	19.158	-	6.210	17.251	-
Programas de P&D e eficiência energética	16.060	44.612	-	11.821	32.836	-
Provisão relacionada a pessoal	2.578	7.161	-	3.303	9.176	-
Diferença de taxas de depreciação	6.797	18.880	-	7.087	19.685	-
Derivativos	(219.524)	(609.788)	-	-	-	-
Registro da concessão - ajuste do intangível (IFRS / CPC)	(9.031)	(25.085)	-	(1.572)	(4.368)	-
Registro da concessão - ajuste do ativo financeiro (IFRS / CPC)	(73.241)	(202.271)	(18.450)	(45.322)	(125.895)	(2.838)
Revisão tarifária - rito provisório	-	-	-	4.579	12.720	5.186
Perdas atuariais (IFRS / CPC)	26.351	73.199	-	26.351	73.199	-
Outros ajustes (IFRS / CPC)	(8.950)	(24.860)	-	8.613	23.788	-
Depreciação acelerada incentivada	(34)	(95)	-	(19)	(54)	-
Outros	4.236	11.054	291	4.511	11.306	-
Diferenças temporariamente indedutíveis - resultado abrangente acumulado						
Ativo imobilizado - ajustes custo atribuído (IFRS/CPC)	(58.484)	(162.456)	-	(61.792)	(171.643)	-
Perdas atuariais (IFRS / CPC)	10.464	29.064	-	12.672	35.199	-
Diferenças temporariamente indedutíveis - combinação de negócios CPFL Renováveis						
Impostos diferidos - ativo:						
Valor justo de ativo imobilizado (menos valia de ativos)	24.248	67.355	-	25.725	71.458	-
Impostos diferidos - passivo:						
Mais valia decorrente da apuração de custo atribuído	(29.132)	(80.922)	-	(30.905)	(85.847)	-
Mais valia de ativos recebidos da antiga ERS	(86.495)	(240.264)	-	(89.882)	(249.671)	-
Intangível - direito de exploração/autorização em controladas indiretas adquiridas	(193.927)	(538.685)	-	(204.549)	(568.192)	-
Outras diferenças temporárias	(17.233)	(47.874)	-	(14.907)	(41.410)	-
Total	(547.066)	(1.519.170)	(18.159)	(294.473)	(819.339)	2.348

9.4 Expectativa de recuperação

A expectativa de recuperação dos créditos fiscais diferidos registrados no ativo não circulante, decorrentes de (i) diferenças temporariamente indedutíveis e benefício fiscal do ágio incorporado está baseada no período médio de realização de cada item constante do ativo diferido e (ii) prejuízo fiscal e base negativa está baseada nas projeções de resultados futuros, aprovadas pelo Conselho de Administração e apreciadas pelo Conselho Fiscal. Sua composição é como segue:

Expectativa de recuperação	Controladora	Consolidado
2016	1.991	11.729
2017	23.975	51.653
2018	21.889	(42.092)
2019	20.865	11.246
2020	20.478	50.451
2021 a 2023	49.291	181.552
2024 a 2026	1.901	108.188
2027 a 2029	-	(37.842)
Total	140.389	334.886

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

	Controladora			
	2015		2014	
	CSLL	IRPJ	CSLL	IRPJ
Lucro antes dos tributos	875.250	875.250	959.607	959.607
Ajustes para refletir a alíquota efetiva:				
Equivalência patrimonial	(926.951)	(926.951)	(1.011.185)	(1.011.185)
Amortização de intangível adquirido	(23.177)	-	(25.180)	-
Juros sobre o capital próprio	72.339	72.339	137.291	137.291
Outras adições (exclusões) permanentes líquidas	11.390	17.413	13.443	19.415
Base de cálculo	8.851	38.050	73.977	105.129
Alíquota aplicável	9%	25%	9%	25%
Crédito (débito) fiscal apurado	(797)	(9.513)	(6.658)	(26.282)
Crédito fiscal reconhecido (não reconhecido), líquido	-	-	11.830	10.680
Total	(797)	(9.513)	5.172	(15.602)
Corrente	-	(70)	(4.558)	(18.708)
Diferido	(797)	(9.443)	9.730	3.106

	Consolidado			
	2015		2014	
	CSLL	IRPJ	CSLL	IRPJ
Lucro antes dos tributos	1.454.454	1.454.454	1.510.304	1.510.304
Ajustes para refletir a alíquota efetiva:				
Equivalência patrimonial	(216.885)	(216.885)	(59.684)	(59.684)
Amortização de intangível adquirido	84.484	108.797	93.116	119.477
Incentivos fiscais - PIIT(*)	-	-	(10.914)	(10.914)
Efeito regime lucro presumido	(186.546)	(244.541)	17.467	(25.827)
Ajuste de receita de ultrapassagem e excedente de reativos	117.374	117.374	102.062	102.062
Incentivo fiscal - lucro de exploração	-	(85.760)	-	(71.380)
Outras adições (exclusões) permanentes líquidas	42.310	59.450	56.652	(1.661)
Base de cálculo	1.295.192	1.192.890	1.709.002	1.562.375
Alíquota aplicável	9%	25%	9%	25%
Crédito (débito) fiscal apurado	(116.567)	(298.223)	(153.810)	(390.594)
Crédito fiscal reconhecido (não reconhecido), líquido	(43.595)	(120.792)	(15.179)	(64.277)
Total	(160.162)	(419.015)	(168.989)	(454.871)
Corrente	(10.916)	(1.944)	(135.421)	(330.600)
Diferido	(149.246)	(417.071)	(33.568)	(124.272)

(*) Programa de Incentivo de Inovação Tecnológica

Amortização de intangível adquirido - Refere-se à parcela não dedutível da amortização do intangível originado na aquisição de controladas. Na controladora, tais valores são classificados na linha de resultado de equivalência patrimonial, em atendimento do ICPC 09 (R2) (nota 15).

Crédito fiscal constituído (não constituído), líquido – O crédito fiscal constituído corresponde à parcela do crédito fiscal sobre o prejuízo fiscal e base negativa, registrada em função da revisão das projeções de resultados futuros. A parcela de crédito não constituído corresponde ao prejuízo gerado para o qual, neste momento, não há razoável certeza de geração de lucros tributáveis futuros suficientes à sua absorção.

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

	Consolidado			
	2015		2014	
	CSLL	IRPJ	CSLL	IRPJ
Perdas / (ganhos) atuariais	(84.635)	(84.635)	247.040	247.040
Efeito no limite máximo de reconhecimento de ativo	7.984	7.984	-	-
Base de cálculo	(76.651)	(76.651)	247.040	247.040
Alíquota aplicável	9%	25%	9%	25%
Tributos apurados	6.899	19.163	(22.234)	(61.760)
Limitação na constituição (reversão) de créditos fiscais constituídos	(3.959)	(10.998)	16.590	46.081
Tributos reconhecidos em outros resultados abrangentes	2.940	8.165	(5.644)	(15.679)

9.6 Créditos fiscais não reconhecidos

Em 31 de dezembro de 2015, a controladora possui créditos fiscais relativos a prejuízos fiscais e bases negativas de contribuição social não reconhecidos no montante de R\$ 99.062, que poderão ser objeto de reconhecimento contábil no futuro, de acordo com as revisões anuais das projeções de geração de lucros tributáveis.

Algumas controladas também possuem créditos de Imposto de Renda e Contribuição Social sobre prejuízos fiscais e bases negativas que não foram reconhecidos por não haver, neste momento, razoável certeza de geração de lucros tributáveis futuros suficientes à absorção dos referidos ativos. Em 31 de dezembro de 2015, as principais controladas que possuem tais créditos de imposto de renda e contribuição social não registrados são CPFL Renováveis (R\$ 577.329), Sul Geradora (R\$ 72.567), CPFL Telecom (R\$ 23.614) e CPFL Jaguari Geração (R\$ 1.723). Não há prazo de prescrição para utilização dos prejuízos fiscais e bases negativas.

(10) ARRENDAMENTO

As atividades de prestação de serviços e aluguel de equipamentos para autoprodução de energia são realizadas principalmente pela controlada CPFL Eficiência Energética S.A. (nota 13), nas quais é arrendadora e os principais riscos e benefícios relacionados aos respectivos ativos foram transferidos aos arrendatários.

A essência da operação é arrendar, para os clientes que necessitam de maior consumo de energia elétrica em horários de pico (quando a tarifa é mais alta), equipamentos de geração de energia ("autoprodução") e, sobre estes equipamentos, prestar serviços de manutenção e operação.

A controlada realiza o investimento de construção da planta de geração de energia nas instalações do cliente. A partir da entrada em operação dos equipamentos, o cliente passa a efetuar pagamentos fixos mensais e a receita passa a ser reconhecida durante o período do contrato de arrendamento com base na taxa efetiva do contrato.

Os investimentos realizados nestes projetos de arrendamento mercantil financeiro são registrados pelo valor presente dos pagamentos mínimos a receber, os recebimentos tratados como realização do contas a receber e as receitas operacionais reconhecidas no resultado do exercício de acordo com a taxa de juros efetiva implícita no arrendamento, pelo prazo dos respectivos contratos.

Estes investimentos resultaram neste exercício em uma receita operacional de R\$ 11.164 (R\$ 10.683 em 2014).

	Consolidado			
	31/12/2015	31/12/2014		
Investimento bruto	83.854	88.969		
Receita financeira não realizada	(36.466)	(41.403)		
Valor presente dos pagamentos mínimos a receber	47.388	47.566		
Circulante	12.883	12.396		
Não circulante	34.504	35.169		
	até 1 ano	de 1 a 5 anos	mais de 5 anos	Total
Investimento bruto	16.432	38.489	28.933	83.854
Valor presente dos pagamentos mínimos a receber	3.529	23.100	20.758	47.388

Em 31 de dezembro de 2015 não há (i) valores residuais não garantidos que resultem em benefício do arrendador; (ii) provisão para pagamentos mínimos incobráveis do arrendamento a receber; e (iii) pagamentos contingentes reconhecidos como receita durante o período.

(11) ATIVO FINANCEIRO DA CONCESSÃO

	<u>Distribuidoras</u>	<u>Transmissora</u>	<u>Consolidado</u>
Saldo em 31/12/2013 (não circulante)	2.771.593	15.480	2.787.073
Adições	435.852	59.576	495.428
Cisão da atividade de geração nas distribuidoras	(5.542)	-	(5.542)
Ajuste de expectativa de fluxo de caixa	104.642	-	104.642
Atualização - ativo mensurado ao custo amortizado	-	2.723	2.723
Recebimentos	-	-	-
Baixas	(9.708)	-	(9.708)
Saldo em 31/12/2014	3.296.837	77.779	3.374.616
Circulante	540.094	-	540.094
Não circulante	2.756.744	77.779	2.834.522
Adições	330.062	37.469	367.531
Prorrogação de concessões - transferência para o ativo intangível	(537.198)	-	(537.198)
Ajuste de expectativa de fluxo de caixa	414.800	-	414.800
Atualização - ativo mensurado ao custo amortizado	-	11.400	11.400
Recebimento RAP	-	(3.257)	(3.257)
Baixas	(20.788)	-	(20.788)
Saldo em 31/12/2015	3.483.713	123.391	3.607.104
Circulante	-	9.630	9.630
Não circulante	3.483.713	113.761	3.597.474

O saldo refere-se ao ativo financeiro correspondente ao direito estabelecido nos contratos de concessões das distribuidoras (mensurados a valores justos) e transmissoras de energia (mensurado ao custo amortizado) de receber caixa (i) via indenização nas distribuidoras no momento da reversão dos ativos ao poder concedente ao término da concessão e (ii) direito das transmissoras de receber caixa ao longo da concessão via receita anual permitida ("RAP").

Para as distribuidoras de energia, 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 ou despesa financeira no resultado do exercício (receita financeira de R\$ 414.800 em 2015 e R\$ 104.642 em 2014).

Na linha "transferência para o ativo intangível" estão registrados os impactos da prorrogação das concessões de distribuição das controladas CPFL Santa Cruz, CPFL Leste Paulista, CPFL Sul Paulista, CPFL Jaguari e CPFL Mococa, que efetuaram a transferência do montante de R\$ 537.198 do ativo financeiro da concessão para o ativo intangível (nota 15), correspondente ao direito de exploração da concessão de julho de 2015 a junho de 2045.

Para as transmissoras de energia, a remuneração deste ativo é reconhecida de acordo com a taxa interna de retorno, que leva em consideração o investimento realizado e a RAP a ser recebida ao longo da concessão. A atualização de R\$ 11.400 tem como contrapartida outras receitas operacionais (R\$ 2.723 em 2014).

(12) OUTROS CRÉDITOS

	Consolidado			
	Circulante		Não circulante	
	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014
Adiantamentos - Fundação CESP	10.567	11.569	-	-
Adiantamentos - fornecedores	10.666	15.934	-	-
Cauções, fundos e depósitos vinculados	649	8.007	433.014	290.839
Ordens em curso	274.605	262.076	-	-
Serviços prestados a terceiros	6.987	12.787	-	-
Contratos de pré-compra de energia	-	515	31.375	32.119
Convênios de arrecadação	90.451	73.076	-	-
Despesas antecipadas	61.602	43.185	19.579	9.630
Repactuação GSF	8.724	-	29.392	-
Contas a receber – Aporte CDE / CCEE	341.781	522.922	-	-
Contas a receber - combinação de negócios	-	-	13.950	13.950
Adiantamento a funcionários	12.509	10.945	-	-
(-) Provisão para créditos de liquidação duvidosa (nota 6)	(12.460)	(13.304)	(1.981)	(1.981)
Indenizações de sinistros	49.937	-	-	-
Outros	66.525	63.783	34.685	44.270
Total	922.541	1.011.495	560.014	388.828

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

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 24).

Contratos de pré-compra de energia - Refere-se a pagamentos antecipados realizados pelas controladas, os quais serão liquidados com energia a ser fornecida no futuro.

Repactuação GSF – Refere-se ao prêmio pago antecipadamente referente à transferência do risco de GSF de 2015 para a Conta Centralizadora de Recursos da Bandeira Tarifária (“CCRBT”) das controladas Ceran, CPFL Jaguari Geração (Paulista Lajeado) e CPFL Renováveis, em contrapartida ao custo de energia elétrica comprada para revenda (nota 28.2). Este montante refere-se ao período de janeiro de 2016 a junho de 2020 e será amortizado neste período de forma linear em contrapartida a outras despesas operacionais.

Convênios de arrecadação - Referem-se a (i) convênios firmados pelas distribuidoras com prefeituras e empresas para arrecadação através da conta de energia elétrica e posterior repasse de valores referente à contribuição de iluminação pública, jornais, assistência médica, seguros residenciais, entre outros; e (ii) recebimentos pela controlada CPFL Total, para posterior repasse aos clientes que utilizam dos serviços de arrecadação prestados por esta controlada.

Contas a receber – Aporte CDE/CCEE – referem-se às: (i) subvenções de baixa renda no montante de R\$ 18.190 (R\$ 18.549 em 31 de dezembro de 2014) e (ii) outros descontos tarifários concedidos aos consumidores no montante de R\$ 323.591 (R\$ 504.373 em 31 de dezembro de 2014).

Indenizações de sinistros – refere-se aos montantes a receber de seguradora referente à indenização para os sinistros ocorridos em controladas da CPFL Renováveis.

Em 29 de maio de 2015, as controladas de distribuição obtiveram liminares que autorizaram o não recolhimento dos valores devidos de quotas de CDE até o limite dos saldos a receber da Eletrobrás referente ao aporte de CDE. As controladas efetuaram o encontro de contas do contas a receber – aporte de CDE e do contas a pagar de CDE (nota 24) em setembro de 2015, tendo em vista que os Recibos de Quitação da Eletrobrás no montante de R\$ 814.850 foram emitidos a partir de 25 de setembro de 2015.

(13) INVESTIMENTOS

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014
Participações societárias permanentes avaliadas por equivalência patrimonial				
Pelo patrimonio liquido da controlada	6.178.637	5.420.845	1.235.832	1.085.835
Mais valia de ativos, líquidos	755.345	864.098	11.799	12.934
Ágio de rentabilidade futura	6.054	6.054	-	-
Total	6.940.036	6.290.998	1.247.631	1.098.769

13.1 Participações societárias permanentes por equivalência patrimonial

As principais informações sobre os investimentos em participações societárias permanentes diretas, são como segue:

Investimento	Quantidade (mil) de ações	31/12/2015				31/12/2015	31/12/2014	2015	2014
		Total do ativo	Capital social	Patrimônio líquido	Resultado do exercício	Participação patrimônio líquido	Resultado de equivalência patrimonial		
CPFL Paulista	880.653	11.163.454	880.653	1.352.393	298.203	1.352.393	728.213	298.203	502.719
CPFL Piratininga	53.096.770	4.235.183	178.574	537.670	211.637	537.670	479.686	211.637	187.715
CPFL Santa Cruz	371.772	475.121	71.261	131.149	12.424	131.149	132.353	12.424	49.052
CPFL Leste Paulista	892.772	158.175	27.623	46.301	13.556	46.301	38.066	13.556	7.173
CPFL Sul Paulista	454.958	204.729	25.974	55.233	16.201	55.233	44.375	16.201	11.351
CPFL Jaguarí	209.294	172.258	19.357	28.521	4.852	28.521	25.627	4.852	2.027
CPFL Mococa	117.199	113.068	15.251	29.205	6.679	29.205	26.260	6.679	10.248
RGE	1.019.790	4.903.092	1.199.071	1.580.807	145.804	1.580.807	1.300.685	145.804	177.672
CPFL Geração	205.487.717	5.984.692	1.043.922	2.169.922	240.520	2.169.922	2.035.286	240.520	16.499
CPFL Jaguarí Geração (*)	40.108	44.499	40.108	42.729	6.670	42.729	34.685	6.670	(4.657)
CPFL Brasil	2.999	731.644	2.999	51.779	81.929	51.779	65.508	81.929	136.876
CPFL Planalto (*)	630	2.573	630	2.003	1.830	2.003	1.633	1.830	2.238
CPFL Serviços	1.480.835	142.360	21.096	7.117	(17.952)	7.117	23.013	(17.952)	5.719
CPFL Atende (*)	13.991	23.552	13.991	17.373	7.776	17.373	17.496	7.776	6.849
Nect (*)	2.059	28.431	2.059	16.087	18.155	16.087	9.458	18.155	10.812
CPFL Total (*)	19.005	47.088	19.005	19.930	5.836	19.930	24.417	5.836	10.327
CPFL Jaguaríuna (*)	189.770	2.674	3.076	2.496	(167)	2.496	2.553	(167)	1
CPFL Telecom	36.420	58.990	36.420	(33.969)	(60.718)	(33.969)	(293)	(60.718)	(8.339)
CPFL Centrais Geradoras (*)	16.127	21.779	16.128	19.972	4.740	19.972	22.439	4.740	4.720
CPFL ESCO	48.164	95.235	48.164	66.038	35.194	66.038	409.385	35.194	1.602
AUTHI (*)	10	9.672	10	1.913	2.537	1.913	-	2.537	-
Subtotal Investimento - pelo patrimônio líquido da controlada						6.144.668	5.420.845	1.035.705	1.130.604
Amortização da mais valia de ativos						-	-	(108.754)	(119.419)
Total						6.144.668	5.420.845	926.951	1.011.185
Investimento						6.178.637	5.420.845		
Provisão para perda em investimento						(33.969)	-		

(*) Quantidade de cotas

A mais valia dos ativos líquidos adquiridos em combinações de negócios é classificada, no balanço da controladora, no grupo de Investimentos. Na demonstração do resultado da controladora, a amortização da mais valia de ativos de R\$ 108.754 (R\$ 119.419 em 2014) é classificada na rubrica "resultado de participações societárias", em consonância com o ICPC 09 (R2).

A movimentação, na controladora, dos saldos de investimento em controladas nos exercícios de 2015 e 2014 é como segue:

Investimento	Investimento em 31/12/2014	Aumento / (Redução) / Integralização de capital	Equivalência patrimonial (Resultado)	Equivalência patrimonial (Resultado abrangente)	Dividendo e Juros sobre capital próprio	Reestruturação societária	Investimento em 31/12/2015
CPFL Paulista	728.213	612.493	298.203	40.879	(327.395)	-	1.352.393
CPFL Piratininga	479.686	15.511	211.637	32.263	(201.427)	-	537.670
CPFL Santa Cruz	132.353	-	12.424	-	(13.628)	-	131.149
CPFL Leste Paulista	38.066	-	13.556	-	(5.321)	-	46.301
CPFL Sul Paulista	44.375	-	16.201	-	(5.343)	-	55.233
CPFL Jaguari	25.627	-	4.852	-	(1.958)	-	28.521
CPFL Mococa	26.260	-	6.679	-	(3.734)	-	29.205
RGE	1.300.685	250.000	145.804	(940)	(114.742)	-	1.580.807
CPFL Geração	2.035.286	-	240.520	(6.654)	(103.532)	4.302	2.169.922
CPFL Jaguari Geração	34.685	-	6.670	-	1.374	-	42.729
CPFL Brasil	65.508	-	81.929	-	(95.658)	-	51.779
CPFL Planalto	1.633	-	1.830	-	(1.460)	-	2.003
CPFL Serviços	23.013	-	(17.952)	-	2.056	-	7.117
CPFL Atende	17.496	-	7.776	-	(7.899)	-	17.373
Nect	9.458	-	18.155	-	(11.526)	-	16.087
CPFL Total	24.417	-	5.836	-	(10.323)	-	19.930
CPFL Jaguariuna	2.553	110	(167)	-	-	-	2.496
CPFL Telecom	(293)	27.043	(60.718)	-	-	-	(33.969)
CPFL Centrais Geradoras	22.439	-	4.740	-	(2.905)	(4.302)	19.972
CPFL ESCO	409.385	(360.000)	35.194	-	(18.541)	-	66.038
AUTHI	-	10	2.537	-	(634)	-	1.913
	5.420.845	545.167	1.035.705	65.547	(922.597)	-	6.144.668

Investimento	Investimento em 31/12/2013	Aumento / Integralização de capital	Equivalência patrimonial (Resultado)	Equivalência patrimonial (Resultado abrangente)	Movimentação de capital em controladas sem alteração no controle	Dividendo e Juros sobre capital próprio	Reestruturação societária	Investimento em 31/12/2014
CPFL Paulista	1.186.113	-	502.719	(188.402)	-	(772.217)	-	728.213
CPFL Piratininga	384.609	50.000	187.715	(22.353)	-	(120.285)	-	479.686
CPFL Santa Cruz	100.369	-	49.052	-	-	(17.068)	-	132.353
CPFL Leste Paulista	60.578	-	7.173	-	-	(28.695)	(989)	38.066
CPFL Sul Paulista	51.432	-	11.351	-	-	(16.973)	(1.435)	44.375
CPFL Jaguari	23.261	-	2.027	-	-	1.251	(912)	25.627
CPFL Mococa	34.145	-	10.248	-	-	(16.014)	(2.119)	26.260
RGE	1.254.557	-	177.672	(15.118)	-	(116.426)	-	1.300.685
CPFL Geração	2.116.833	-	16.499	155	180.452	(278.653)	-	2.035.286
CPFL Jaguari Geração	48.356	-	(4.657)	-	-	(9.014)	-	34.685
CPFL Brasil	35.246	-	136.876	-	-	(106.614)	-	65.508
CPFL Planalto	(115)	-	2.238	-	-	(490)	-	1.633
CPFL Serviços	77.078	-	5.719	-	-	(11.631)	(48.154)	23.013
CPFL Atende	13.746	-	6.849	-	-	(3.098)	-	17.496
Nect	5.999	-	10.812	-	-	(7.353)	-	9.458
CPFL Total	20.893	-	10.327	-	-	(6.803)	-	24.417
CPFL Jaguariuna	2.512	40	1	-	-	-	-	2.553
CPFL Telecom	(1.311)	9.357	(8.339)	-	-	-	-	(293)
CPFL Centrais Geradoras	16.041	-	4.720	-	-	(3.776)	5.454	22.439
CPFL ESCO (a)	10	360.000	1.602	-	-	(380)	48.154	409.385
	5.430.352	419.397	1.130.604	(225.720)	180.452	(1.514.240)	-	5.420.845

(a) Até 27 de outubro de 2014 denominava-se CPFL Participações

No consolidado, os saldos de investimento correspondem à participação nos empreendimentos controlados em conjunto registradas pelo método de equivalência patrimonial:

Investimento em controladas em conjunto	31/12/2015	31/12/2014	2015	2014
	Participação patrimônio líquido		Resultado de equivalência patrimonial	
Baesa	166.150	163.662	2.508	10.583
Enercan	473.148	415.952	74.677	49.040
Chapecoense	449.049	399.979	77.487	21.285
EPASA	147.485	106.243	63.348	(20.041)
Mais valia de ativos, líquidos	11.799	12.934	(1.136)	(1.182)
	1.247.631	1.098.769	216.885	59.684

13.2 Mais valia de ativos e ágio

A mais valia de ativos refere-se basicamente ao direito de explorar a concessão adquirido através de combinações de negócios. O ágio refere-se basicamente a aquisições de investimentos e está suportado pela perspectiva de rentabilidade futura.

Nas demonstrações financeiras consolidadas estes valores estão classificados no grupo de Intangível (nota 15).

13.3 Juros sobre o Capital Próprio (“JCP”) e Dividendos a receber

A Companhia possui, em 31 de dezembro de 2015 e 2014 os seguintes saldos a receber das controladas abaixo, referentes a dividendo e JCP:

Controlada	Controladora					
	Dividendo		Juros sobre o capital próprio		Total	
	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014
CPFL Paulista	612.585	755.625	52.383	10.570	664.968	766.196
CPFL Piratininga	172.239	-	27.084	-	199.323	-
CPFL Santa Cruz	19.527	14.000	7.517	-	27.044	14.000
CPFL Leste Paulista	3.220	-	2.102	-	5.321	-
CPFL Sul Paulista	3.848	-	1.986	-	5.834	-
CPFL Jaguari	1.152	-	-	-	1.152	-
CPFL Mococa	2.499	-	1.234	-	3.734	-
RGE	67.815	82.117	64.073	50.077	131.887	132.194
CPFL Geração	103.532	-	-	-	103.532	-
CPFL Centrais Geradoras	1.185	-	-	-	1.185	-
CPFL Jaguari Geração	1.667	4.039	-	-	1.667	4.039
CPFL Brasil	41.176	-	1.601	-	42.777	-
CPFL Planalto	458	-	-	-	458	-
CPFL Serviços	12.026	17.182	-	4.583	12.026	21.765
Nect	4.539	3.793	-	-	4.539	3.793
CPFL Total	5.589	-	-	-	5.589	-
AUTHI	634	-	-	-	634	-
CPFL ESCO	9.565	380	6.354	-	15.920	380
	<u>1.063.256</u>	<u>877.136</u>	<u>164.334</u>	<u>65.231</u>	<u>1.227.590</u>	<u>942.367</u>

No consolidado, o saldo de dividendos e JCP a receber é de R\$ 91.392 em 31 de dezembro de 2015 e R\$ 54.483 em 31 de dezembro de 2014, referente aos empreendimentos controlados em conjunto e coligada.

Após deliberações das AGOs/AGEs de suas controladas, a Companhia registrou no primeiro semestre de 2015 o montante de R\$ 577.651 a título de dividendo e juros sobre o capital próprio referentes ao exercício de 2014. Adicionalmente, as controladas declararam em 2015 (i) o montante de R\$ 216.104 como dividendos e JCP intermediários, referentes aos resultados intermediários de 2015 e (ii) o montante de R\$ 127.058 como dividendo mínimo obrigatório referente ao exercício de 2015.

Do saldo de dividendos e juros sobre capital próprio a receber em 31 de dezembro de 2014, o montante de R\$ 8.576 foi revogado durante o ano de 2015.

Dos montantes registrados como contas a receber, R\$ 627.014 foram pagos pelas controladas para a Companhia em 2015.

13.4 Combinação de negócios

13.4.1 Associação entre CPFL Renováveis e Dobrevê Energia S.A. - (“DESA”)

Em fevereiro de 2014, as controladas CPFL Renováveis e CPFL Geração celebraram um acordo de associação mediante a incorporação pela CPFL Renováveis da WF2 Holding S.A. (“WF2”), detentora da totalidade das ações de emissão da DESA na data de sua incorporação pela CPFL Renováveis. O Arrow – Fundo de Investimentos e Participações (“FIP Arrow”) era detentor da totalidade do capital social da WF2. A associação foi concluída em 1º de outubro de 2014, após superadas todas as condições precedentes.

Em Assembleias Gerais Extraordinárias com eficácia das aprovações em 1º de outubro de 2014, os acionistas da CPFL Renováveis bem como FIP Arrow, aprovaram o Protocolo de Incorporação e o Termo de Encerramento da Associação. Conseqüentemente, em 1º de outubro de 2014, o FIP Arrow efetuou a contribuição do acervo líquido da WF2 como aumento de capital na CPFL Renováveis, que por sua vez emitiu 61.752.782 novas ações ordinárias em nome do FIP Arrow, que se tornou acionista da CPFL Renováveis com uma participação de 12,27%.

Após o aumento de capital realizado, a CPFL Renováveis incorporou a WF2, extinguindo essa sociedade, e a CPFL Renováveis passou a deter diretamente 100% das ações de emissão da DESA e, conseqüentemente, a DESA passou a ser controlada pela CPFL Renováveis.

A relação de troca de 100% das ações de emissão da WF2 por 12,27% das ações CPFL Renováveis (pós emissão das novas ações ordinárias) foi livremente negociada e pactuada entre as partes e reflete a melhor avaliação da WF2 e da CPFL Renováveis.

Esta associação entre a CPFL Renováveis e a DESA resultou em uma combinação de negócios de acordo com o CPC 15 (R) – Combinação de Negócios e IFRS 3 (R) – “Business Combination”, uma vez que a CPFL Renováveis passou a deter o controle da WF2, e pagou pela obtenção do controle desta companhia mediante a emissão de novas ações.

Em decorrência desta emissão de ações, o patrimônio líquido da CPFL Renováveis foi aumentado em R\$ 833.663, o qual reflete o valor justo das ações emitidas pela CPFL Renováveis que foram transferidas ao FIP Arrow na data da aquisição, e que representa a totalidade do preço pago. A determinação do valor justo da contraprestação transferida foi avaliada pelo método de abordagem de receita.

Como consequência da operação descrita acima, a Companhia, através da controlada CPFL Geração, teve a sua participação na CPFL Renováveis diluída de 58,83% para 51,61%, e apurou uma variação positiva na participação societária no montante de R\$180.297, que de acordo com o ICPC 09 (R2) e IFRS 10/CPC 36 (R) foi reconhecida como transação patrimonial, ou seja, transação com os sócios na qualidade de proprietários, e contabilizada diretamente no Patrimônio Líquido da CPFL Energia, na conta de reserva de capital, como segue:

Patrimônio Líquido atribuível a:	Antes do aumento de capital			Após o aumento			Aumento de participação
	Número de ações	% de participação no Patrimônio Líquido (1)	Participação	Número de ações	% de participação no Patrimônio Líquido (2)	Participação	
CPFL Energia - acionista controlador	259.748.799	58,83%	2.037.289	259.748.799	51,61%	2.217.587	180.297
Acionistas não controladores	181.781.079	41,17%	1.425.781	243.533.861	48,39%	2.079.146	653.366
	441.529.878	100%	3.463.070	503.282.660	100%	4.296.733	833.663

(1) Participação em 30 de setembro de 2014

(2) Participação em 1º de outubro de 2014

Informações adicionais à associação (aquisição da WF2)

a) Ativos adquiridos e passivos reconhecidos na data da aquisição

A totalidade do valor pago na transação (valor justo das ações emitidas pela CPFL Renováveis), foi alocada na data de aquisição aos ativos adquiridos e passivos assumidos a valores justos, incluindo os ativos intangíveis relacionados ao direito de exploração da autorização, o qual passou a ser amortizado pelo prazo remanescente das autorizações vinculadas à exploração dos empreendimentos eólicos e de PCHs adquiridos, sendo o prazo médio estimado em 25 anos para todos os empreendimentos. Consequentemente, como a totalidade do valor pago foi provisoriamente alocada a ativos e passivos identificados, nenhum valor residual foi alocado como ágio nesta transação.

A Administração da controlada não espera que o valor alocado como direito de exploração dessa associação seja dedutível para fins fiscais e, portanto, constituiu imposto de renda e contribuição social diferidos relacionados à diferença entre o valor alocado e a base fiscal deste ativo.

A alocação do valor pago dos ativos e passivos adquiridos foi realizada com valores provisoriamente apurados para as demonstrações financeiras de 31 de dezembro de 2014, com base em análises conduzidas pela própria Administração à época da preparação aquelas demonstrações financeiras. Os valores justos apresentados estavam pendentes de confirmação até a conclusão do laudo de avaliação econômico-financeiro preparado por avaliador independente, que foi finalizado em 30 de setembro de 2015.

Como consequência, foram efetuadas reclassificações nos valores de 31 de dezembro de 2014 referentes a (i) aumento do valor justo do ativo imobilizado, e redução do ativo intangível relacionado ao direito de exploração, como consequência do refinamento das premissas utilizadas para determinação do valor dos tangíveis e intangíveis e; (ii) conclusão da alocação do valor justo das provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas no montante de R\$ 17.293 e (iii) efeitos correlatos dos assuntos anteriormente descritos em (i) e (ii) sobre os saldos de imposto de renda e contribuição social diferidos e patrimônio líquido atribuído ao acionistas não controladores.

O valor justo dos ativos e passivos ajustados, bem como a alocação do preço pago, está apresentado a seguir:

	WF2 consolidado preliminar 01/10/2014	WF2 consolidado final 01/10/2014
Ativos circulantes		
Caixa e equivalentes de caixa	139.293	139.293
Outros ativos circulantes	32.274	32.274
Ativos não circulantes:		
Imobilizado	1.295.476	1.569.594
Intangível	7.937	7.937
Intangível - direito de exploração	784.459	555.961
Outros ativos não circulantes	98.264	98.264
Passivos circulantes		
Empréstimos, financiamentos e debêntures	102.996	102.996
Outros passivos circulantes	106.097	106.097
Passivos não circulantes:		
Empréstimos, financiamentos e debêntures	871.987	871.987
Impostos diferidos	280.234	295.745
Outros passivos não circulantes	56.406	73.699
Ativos líquidos adquiridos	939.983	952.800
 Ágio gerado na aquisição		
Contrapartida transferida	833.663	833.663
(+) Participação dos acionistas não controladores	106.320	119.137
(-) Valor justo dos ativos líquidos adquiridos	939.983	952.800
Ágio	-	-

Reclassificação dos saldos comparativos

Em conformidade com os requerimentos do IFRS 3 – Business Combination e CPC 15 (R1) - Combinação de Negócios, a Companhia reclassificou os saldos comparativos de 31 de dezembro de 2014, como se a contabilização desta combinação de negócios, considerados os saldos finais apurados, tivesse sido completada na data da aquisição. As reclassificações efetuadas não produziram efeito material no resultado do exercício findo em 31 de dezembro de 2014, como anteriormente apresentadas. As reclassificações efetuadas estão resumidas a seguir:

- Ativo:

	Consolidado		
	31/12/2014	Ajustes	31/12/2014 (Reclassificado)
Ativo			
Circulante	9.214.704	-	9.214.704
Não circulante			
Outros	6.751.305	-	6.751.305
Investimentos	1.098.769	-	1.098.769
Imobilizado	8.878.064	271.422	9.149.486
Intangível	9.155.973	(225.802)	8.930.171
Total	35.098.816	45.620	35.144.436

- Passivo:

	Consolidado		
	31/12/2014	Ajustes	31/12/2014 (Reclassificado)
Passivo			
Circulante	7.417.104	-	7.417.104
Não circulante			
Provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas	490.858	17.293	508.151
Débitos fiscais diferidos	1.385.498	15.511	1.401.009
Outros	16.420.844	-	16.420.844
Total do não circulante	18.297.200	32.804	18.330.004
Patrimônio líquido			
atribuível aos controladores	6.943.535	-	6.943.535
Patrimônio líquido atribuível aos não controladores	2.440.978	12.816	2.453.794
Patrimônio líquido total	9.384.513	12.816	9.397.329
Total	35.098.816	45.620	35.144.436

- Demonstração de resultado do exercício:

Conforme mencionado anteriormente nesta nota explicativa, os efeitos no resultado do exercício findo em 31 de dezembro de 2014 são imateriais para fins de reapresentação dos saldos comparativos. Estes efeitos decorrem da diferença entre o prazo de amortização do ativo intangível do direito de exploração e o prazo de depreciação do ativo imobilizado, ambos registrados como despesa no resultado do exercício.

b) Entrada de caixa líquido na associação

Considerando que a aquisição foi efetuada a partir da troca de ações, não houve pagamento em caixa, tendo apenas sido incorporado o caixa da WF2 no montante de R\$ 139.293.

c) Informações financeiras sobre a receita operacional líquida e lucro líquido da controlada adquirida incluída nas demonstrações financeiras consolidadas em 2014:

	<u>Receita operacional líquida</u>	<u>Lucro líquido</u>
	<u>2014</u>	<u>2014</u>
DESA consolidado - 01/10/2014 a 31/12/2014	48.036	1.880

As demonstrações financeiras consolidadas da Companhia para o exercício findo em 31 de dezembro de 2014 contemplam 3 (três) meses de operações da DESA.

d) Participação de acionistas não controladores

A participação de acionistas não controladores, representada por 40% de participação detida por terceiros na Ludesca Energética S.A., controlada da WF2, foi reconhecida nas demonstrações financeiras consolidadas, na data de aquisição, com base em seu valor justo, totalizavam R\$ 119.137. Essa participação foi avaliada a valor justo utilizando o método de abordagem de receita.

13.4.1.1. Informações financeiras combinadas sobre a receita operacional líquida e lucro líquido de 2014 caso a aquisição tivesse ocorrido em 1º de janeiro de 2014.

	<u>Receita Operacional Líquida</u>	<u>Lucro líquido (prejuízo)</u>
	<u>2014</u>	<u>2014</u>
Consolidado CPFL Energia - histórico	17.305.942	886.443
Ajuste pro-forma consolidado (i)	104.038	(46.106)
Total	<u>17.409.980</u>	<u>840.337</u>

- (i) Os ajustes pro-forma na receita operacional líquida consideram a adição da receita operacional líquida da controlada para o período em que ela não era controlada e conseqüentemente não consolidada pela Companhia.

Os ajustes pro-forma do lucro líquido consideram: (i) adição do resultado da controlada para o período em que ela não era consolidada pela Companhia; (ii) inclusão da amortização do direito de exploração, líquido de impactos fiscais, caso a aquisição tivesse sido em 1º de janeiro de 2014; (iii) exclusão dos efeitos de despesas não recorrentes de consultorias para a associação com a WF2; e (iv) inclusão dos efeitos financeiros de debêntures efetuada pela WF2 para adquirir os não controladores de DESA.

13.5 Participação de acionistas não controladores e empreendimentos controlados em conjunto

A divulgação da participação em controladas, de acordo com a IFRS 12 e CPC 45, é como segue:

	31/12/2015				31/12/2014			
	Enercan	Baesa	Chapecoense	Epasa	Enercan	Baesa	Chapecoense	Epasa
Negócio em conjunto								
Ativo circulante	292.133	105.198	356.493	305.371	143.213	71.178	252.223	337.891
Caixa e equivalentes de caixa	112.387	75.097	239.192	120.307	45.329	19.178	154.554	96.588
Ativo não circulante	1.253.002	1.174.604	3.079.957	600.413	1.238.047	1.210.974	3.090.190	637.190
Passivo circulante	264.721	188.077	447.142	336.794	149.088	138.909	374.374	480.948
Passivo financeiro	167.845	182.215	251.683	180.190	91.723	130.122	313.222	345.657
Passivo não circulante	309.317	427.284	2.108.820	292.490	378.465	488.751	2.183.767	308.168
Passivo financeiro	265.095	415.868	2.108.109	292.295	338.297	479.329	2.183.155	307.622
Patrimônio líquido	971.097	664.442	880.488	276.500	853.707	654.492	784.272	185.965
	2015				2014			
Negócio em conjunto	Enercan	Baesa	Chapecoense	Epasa	Enercan	Baesa	Chapecoense	Epasa
Receita operacional líquida	523.055	427.561	729.511	949.246	492.921	395.440	820.500	1.220.511
Depreciação e amortização	(53.733)	(55.342)	(130.652)	(32.413)	(53.674)	(50.554)	(130.988)	(32.339)
Receita de juros	15.742	8.426	28.235	11.275	14.295	6.345	26.208	2.368
Despesa de juros	(56.049)	(22.555)	(132.625)	(29.778)	(40.572)	(32.933)	(135.463)	(34.983)
Despesa de imposto sobre a renda	(76.795)	(5.165)	(76.880)	(32.869)	(50.112)	(20.982)	(21.751)	16.862
Lucro (prejuízo) líquido	153.269	10.028	151.935	118.734	100.650	42.321	41.735	(34.271)
Participação acionária e no capital votante	48,72%	25,01%	51,00%	53,34% (*)	48,72%	25,01%	51,00%	57,13% (*)

(*) A participação indireta da CPFL Energia era de (i) 52,75% de 1º de janeiro a 28 de fevereiro de 2014, (ii) 57,13% de 1º de março de 2014 a 31 de dezembro de 2014, (iii) 53,84% de 1 a 31 de janeiro de 2015 e (iv) 53,34% a partir de 1º de fevereiro de 2015.

Mesmo detendo mais do que 50% da participação acionária das entidades Epasa e Chapecoense, a controlada CPFL Geração controla em conjunto com outros acionistas estes investimentos. A análise do enquadramento do tipo de investimento está baseada no Acordo de Acionistas de cada empreendimento.

Os empréstimos captados junto ao BNDES pelos empreendimentos controlados em conjunto ENERCAN, BAESA e Chapecoense, determinam restrições ao pagamento de dividendos à controlada CPFL Geração acima do mínimo obrigatório de 25% sem a prévia anuência do BNDES.

13.5.4 Operação controlada em conjunto

A Companhia, por meio da sua controlada integral CPFL Geração, possui parte dos ativos do aproveitamento Hidrelétrico da Serra da Mesa, localizado no Rio Tocantins, no Estado de Goiás. A concessão e a operação do aproveitamento Hidrelétrico pertencem a Furnas Centrais Elétricas S.A. Por manter estes ativos em operação de forma compartilhada com Furnas (operação controlada em conjunto), ficou assegurada à CPFL Geração a participação de 51,54% da potência instalada de 1.275 MW (657 MW) e da energia assegurada de 671 MW médios (345,4 MW médios), até 2028 (informações relativas a medidas de capacidade energética não auditadas pelos auditores independentes).

13.6 Aumentos e reduções de capital

13.6.1 Epasa

Em 31 de janeiro de 2014, após realização de aumento de capital, a controlada CPFL Geração passou a deter 57,13% do capital social do empreendimento controlado em conjunto EPASA, e alguns acionistas tiveram suas participações diluídas. Conforme Acordo de Acionistas vigente ficou assegurado o direito de recompra de ações por partes destes acionistas com o objetivo de recompor suas participações até 1º de março de 2015. Este direito foi exercido parcialmente pela Eletricidade do Brasil S/A e OZ&M Incorporação e Participação Ltda. até 25 de fevereiro de 2015, que compraram da controlada CPFL Geração 10.704.756 ações ordinárias pelo montante de R\$ 10.454, gerando um resultado positivo de R\$ 3.391, registrado na rubrica “ganho na alienação de ativos não circulantes” (nota 28).

Após esta operação societária a composição acionária do empreendimento controlado em conjunto EPASA passou a ser:

Acionistas	Posição a partir de 25/02/2015		Posição em 31/12/2014	
	Ações	Participação - %	Ações	Participação - %
CPFL Geração de Energia S/A	150.941.659	53,34	161.646.415	57,13
Eletricidade do Brasil S/A	118.100.009	41,74	107.903.763	38,13
Aruanã Energia S/A	6.960.800	2,46	6.960.800	2,46
OZ&M Incorporação, Participação Ltda	6.959.277	2,46	6.450.767	2,28
Total	282.961.745	100,00	282.961.745	100,00

13.6.2 CPFL Paulista e RGE

Em 16 de dezembro de 2015 em Reunião do Conselho de Administração foram aprovados os aumentos de capital pela Companhia nas controladas CPFL Paulista e RGE, nos montantes de R\$ 600.000 e R\$ 250.000 respectivamente.

13.6.3 ESCO

Em 26 de agosto de 2015 em Reunião do Conselho de Administração foi aprovada a redução de capital pela Companhia na controlada CPFL ESCO, no montante de R\$ 360.000, mediante devolução de caixa para a Companhia.

13.7 Adiantamento para futuro aumento de capital

Em 31 de dezembro de 2015 os saldos de adiantamento para futuro aumento de capital eram compostos principalmente pelos adiantamentos para as seguintes controladas: (i) R\$ 31.000 para a CPFL Serviços; (ii) R\$ 19.000 para a CPFL Telecom; e (iii) R\$ 2.600 para a Authi.

(14) IMOBILIZADO

	Consolidado							Total
	Terrenos	Reservatórios, barragens e adutoras	Edificações, obras civis e benfeitorias	Máquinas e equipamentos	Veículos	Móveis e utensílios	Em curso	
Saldo em 31/12/2013	115.946	986.527	1.318.394	4.291.334	22.661	13.731	968.826	7.717.419
Custo histórico	126.820	1.375.993	1.718.629	5.671.053	29.928	24.277	968.826	9.915.527
Depreciação acumulada	(10.874)	(389.466)	(400.235)	(1.379.719)	(7.267)	(10.545)	-	(2.198.107)
Adições	-	375	372	6.739	-	88	330.900	338.475
Baixas	(1.772)	-	(12.723)	(14.719)	(1.804)	(582)	(71.760)	(103.359)
Provisão para custos socioambientais	-	-	9.193	-	-	-	-	9.193
Transferências, líquidas	500	(3.674)	156.986	997.610	14.862	(92)	(1.166.193)	-
Transferências de/para outros ativos - custo	(23)	163	(7.467)	(5.284)	-	(103)	(3.716)	(16.430)
Depreciação	(3.981)	(61.923)	(54.392)	(293.464)	(4.511)	(2.280)	-	(420.551)
Baixa da depreciação	-	-	-	404	1.026	482	-	1.911
Combinação de negócios	71.646	264.146	106.682	844.162	93	240	330.030	1.616.999
Cisão da atividade de geração nas distribuidoras - custo	-	-	460	6.089	-	204	-	6.754
Cisão da atividade de geração nas distribuidoras - depreciação	-	-	(32)	(866)	-	(28)	-	(926)
Saldo em 31/12/2014	182.316	1.185.614	1.517.475	5.832.005	32.328	11.660	388.088	9.149.486
Custo histórico	197.393	1.637.812	1.976.212	7.521.804	43.081	22.462	388.088	11.786.852
Depreciação acumulada	(15.077)	(452.199)	(458.737)	(1.689.799)	(10.753)	(10.802)	-	(2.637.366)
Adições	-	-	168	512	-	-	583.538	584.216
Baixas	(1.354)	(414)	(4.093)	(21.773)	(558)	(284)	-	(28.477)
Transferências	2.338	140	61.615	217.462	10.436	578	(292.569)	-
Reclassificação - custo	(212)	328.101	(499.943)	172.169	22	(137)	-	-
Transferências de/para outros ativos - custo	(24)	2	(6.548)	6.598	(1)	(186)	630	471
Depreciação	(6.257)	(68.562)	(50.716)	(370.076)	(6.343)	(1.926)	-	(503.881)
Baixa da depreciação	-	139	204	3.572	379	186	-	4.480
Reclassificação - depreciação	-	(68.775)	68.711	151	-	(88)	-	-
Transferências de/para outros ativos - depreciação	-	-	-	35	-	-	-	35
Perdas por redução ao valor recuperável	-	-	(10.891)	(16.565)	(32)	(106)	(5.519)	(33.112)
Saldo em 31/12/2015	176.807	1.376.246	1.075.982	5.824.089	36.230	9.696	674.166	9.173.217
Custo histórico	198.141	1.965.641	1.516.228	7.878.838	52.947	22.323	674.166	12.308.285
Depreciação acumulada	(21.334)	(589.395)	(440.246)	(2.054.749)	(16.717)	(12.627)	-	(3.135.068)
Taxa média de depreciação 2015	3,86%	3,66%	3,46%	4,62%	14,24%	10,49%		
Taxa média de depreciação 2014	3,86%	2,99%	2,85%	4,44%	14,29%	11,25%		

O saldo de imobilizado em curso no consolidado refere-se principalmente a obras em andamento das controladas operacionais e/ou em desenvolvimento, com destaque para os projetos da CPFL Renováveis com imobilizado em curso de R\$ 612.083 em 31 de dezembro de 2015.

Em 2015 as controladas Ceran e CPFL Renováveis, em função principalmente do processo de adequação das contas contábeis definidas no novo plano de contas da ANEEL, efetuaram reclassificações principalmente entre as contas de “Edificações, obras civis e benfeitorias”, “Máquinas e equipamentos” e “Reservatórios, barragens e adutoras”. Estes valores estão demonstrados nas linhas de “Reclassificação - custo” e “Reclassificação – Depreciação” e não geraram efeitos relevantes na demonstração do resultado do exercício.

Em conformidade com o CPC 20 (R1) e IAS 23, os juros referentes aos empréstimos tomados pelas controladas para o financiamento das obras são capitalizados durante a fase de construção. No consolidado, para o ano de 2015 foram capitalizados R\$ 34.212 (R\$ 4.236 em 2014) a uma taxa de 11,16% (8,59% em 2014). Para maiores detalhes sobre os ativos em construção e as respectivas taxas de captações dos empréstimos, vide nota 30.

No consolidado, os valores de depreciação estão registrados na demonstração do resultado, na linha de “Depreciação e amortização” (nota 29).

Em 31 de dezembro de 2015, o valor total de ativos imobilizados concedidos em garantia a empréstimos e financiamentos, conforme mencionado na nota 17, é de aproximadamente R\$ 3.567.258, sendo o principal montante relacionado à controlada CPFL Renováveis (R\$ 3.535.263).

14.1 Teste de redução ao valor recuperável dos ativos

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.

Em função das condições de deterioração da economia brasileira terem se acentuado, em 31 de dezembro de 2015, foi reconhecida perda por redução ao valor recuperável no montante de R\$ 33.112 referente à avaliação ao valor recuperável de unidades geradoras de caixa das controladas CPFL Telecom (R\$ 31.284) e CPFL Total (R\$ 1.828). Esta perda foi registrada na demonstração do resultado na rubrica “Outras despesas operacionais” (nota 29).

A referida provisão para perda ao valor recuperável teve como base a avaliação destas unidades geradoras de caixa formada pelo ativo imobilizado das controladas CPFL Telecom e CPFL Total, as quais, isoladamente, não caracterizam um segmento operacional e estão alocadas no segmento operacional de Outros e Serviços, respectivamente (nota 31). Adicionalmente, durante 2015 a Companhia não mudou a forma de agregação dos ativos para identificação destas unidades geradoras de caixa.

Para a mensuração ao valor justo foi utilizada a abordagem de custo, técnica de avaliação que reflete o valor que seria exigido atualmente para substituir a capacidade de serviço de um ativo (normalmente referido como o custo de substituição ou reposição). O reconhecimento da provisão para perda ao valor recuperável dos ativos se deu em função do cenário desfavorável para os negócios destas controladas e foi calculado com base em seus valores justos líquidos das despesas de venda.

(15) INTANGÍVEL

	Consolidado						Total
	Ágio	Direito de concessão			Uso do bem público	Outros ativos intangíveis	
		Adquirido em combinações de negócios	Infraestrutura de distribuição - em serviço	Infraestrutura de distribuição - em curso			
Saldo em 31/12/2013	6.115	4.312.381	3.763.197	574.131	31.582	60.922	8.748.328
Custo histórico	6.152	6.811.237	9.310.710	574.131	35.840	156.023	16.894.093
Amortização acumulada	(37)	(2.498.856)	(5.547.513)	-	(4.258)	(95.100)	(8.145.764)
Adições	-	-	-	709.811	-	18.887	728.698
Amortização	-	(285.018)	(440.689)	-	(1.419)	(13.166)	(740.292)
Transferência - intangíveis	-	-	433.440	(433.440)	-	-	-
Transferência-ativo financeiro	-	-	235	(436.087)	-	-	(435.852)
Baixa e transferência - outros ativos	-	-	(21.279)	159	-	16.357	(4.763)
Combinação de negócios	-	630.848	-	-	-	3.488	634.336
Cisão de atividade de geração nas distribuidoras	-	-	(299)	-	-	13	(286)
Saldo em 31/12/2014	6.115	4.658.210	3.734.606	414.574	30.162	86.503	8.930.171
Custo histórico	6.152	7.441.935	9.526.355	414.574	35.840	195.577	17.620.433
Amortização acumulada	(37)	(2.783.725)	(5.791.748)	-	(5.678)	(109.074)	(8.690.262)
Adições	-	-	-	879.851	-	9.298	889.149
Amortização	-	(302.665)	(460.774)	-	(1.419)	(12.604)	(777.462)
Transferência - intangíveis	-	-	512.912	(512.912)	-	-	-
Transferência para o ativo financeiro	-	-	387	(330.449)	-	-	(330.062)
Prorrogação de concessões - transferência do ativo financeiro	-	-	488.635	48.563	-	-	537.198
Baixa e transferência - outros ativos	-	-	(26.584)	-	-	(6.228)	(32.813)
Perdas por redução ao valor recuperável	-	-	-	-	-	(5.844)	(5.844)
Saldo em 31/12/2015	6.115	4.355.546	4.249.182	499.627	28.743	71.125	9.210.338
Custo histórico	6.152	7.441.902	10.348.857	499.627	35.840	192.626	18.525.003
Amortização acumulada	(37)	(3.086.356)	(6.099.675)	-	(7.097)	(121.500)	(9.314.665)

No consolidado, os valores de amortização estão registrados na demonstração do resultado, nas seguintes linhas: (i) “depreciação e amortização” para a amortização dos ativos intangíveis de Infraestrutura de Distribuição, Uso do Bem Público e Outros Ativos Intangíveis; e (ii) “amortização de intangível de concessão” para a amortização do ativo intangível Adquirido em Combinação de Negócios (nota 29).

Conforme mencionado na nota 11, as controladas CPFL Santa Cruz, CPFL Leste Paulista, CPFL Sul Paulista, CPFL Jaguarí e CPFL Mococa efetuaram a transferência do ativo financeiro da concessão para a o ativo intangível do montante de R\$ 537.198, registrados na linha de “Prorrogação de concessões - transferência do ativo financeiro”, cuja amortização do período de julho a dezembro de 2015 foi de R\$ 27.939.

Em conformidade com o CPC 20 (R1) e IAS 23, os juros referentes aos empréstimos tomados pelas controladas são capitalizados para os ativos intangíveis qualificáveis. No consolidado, para o ano de 2015 foram capitalizados R\$ 11.358 (R\$ 8.044 em 2014) a uma taxa de 7,53% a.a. (7,50% a.a. em 2014).

15.1 Intangível adquirido em combinações de negócios

A composição do ativo intangível correspondente ao direito de explorar as concessões, adquirido em combinações de negócios, está demonstrado a seguir:

	Consolidado					
	31/12/2015		31/12/2014		Taxa de amortização	
	Custo Histórico	Amortização acumulada	Valor líquido	Valor líquido	2015	2014
Intangível adquirido em combinações de negócio						
Intangível adquirido não incorporado						
Controladora						
CPFL Paulista	304.861	(187.033)	117.829	132.397	4,78%	5,10%
CPFL Piratininga	39.065	(22.451)	16.614	18.371	4,50%	4,66%
RGE	3.150	(1.560)	1.590	1.764	5,51%	5,70%
CPFL Geração	54.555	(31.798)	22.757	25.509	5,04%	4,88%
CPFL Santa Cruz	9	(9)	-	1	15,86%	16,22%
CPFL Leste Paulista	3.333	(3.333)	-	513	15,38%	17,36%
CPFL Sul Paulista	7.288	(7.288)	-	1.156	15,86%	17,53%
CPFL Jaguari	5.213	(5.213)	-	713	13,68%	19,13%
CPFL Mococa	9.110	(9.110)	-	1.041	11,42%	17,53%
CPFL Jaguari Geração	7.896	(3.312)	4.584	5.086	6,36%	6,71%
	434.480	(271.107)	163.373	186.550		
Controladas						
CPFL Renováveis	3.764.809	(569.594)	3.195.215	3.352.524	5,44%	4,11%
Outros	15.096	(14.580)	516	921		
	3.779.905	(584.174)	3.195.731	3.353.444		
Subtotal	4.214.385	(855.281)	3.359.104	3.539.995		
Intangível adquirido já incorporado - dedutível						
Controladas						
RGE	1.120.266	(838.715)	281.551	301.564	1,79%	1,75%
CPFL Geração	426.450	(303.531)	122.919	139.103	3,80%	3,89%
Subtotal	1.546.716	(1.142.246)	404.470	440.667		
Intangível adquirido já incorporado - recomposto						
Controladora						
CPFL Paulista	1.074.026	(690.257)	383.770	430.386	4,34%	4,61%
CPFL Piratininga	115.762	(66.530)	49.232	54.439	4,50%	4,66%
RGE	310.128	(158.975)	151.153	167.640	5,32%	5,50%
CPFL Santa Cruz	61.685	(61.685)	-	6.054	9,81%	10,03%
CPFL Leste Paulista	27.034	(27.034)	-	2.709	10,02%	14,45%
CPFL Sul Paulista	38.168	(38.168)	-	4.184	10,96%	14,35%
CPFL Mococa	15.124	(15.124)	-	1.266	8,37%	14,05%
CPFL Jaguari	23.600	(23.600)	-	2.195	9,30%	15,33%
CPFL Jaguari Geração	15.275	(7.457)	7.818	8.675	5,61%	5,91%
Subtotal	1.680.801	(1.088.829)	591.972	677.548		
Total	7.441.902	(3.086.356)	4.355.546	4.658.210		

O intangível adquirido em combinações de negócio está associado ao direito de exploração das concessões e está assim representado:

– Intangível adquirido não incorporado

Refere-se basicamente ao intangível de aquisição das ações detidas por acionistas não controladores, antes da adoção do CPC 15 e IFRS 3.

– Intangível adquirido já incorporado - Dedutível

Refere-se ao intangível oriundo da aquisição de controladas que foram incorporados aos respectivos patrimônios líquidos sem a aplicação das Instruções CVM nº 319/99 e nº 349/01, ou seja, sem que ocorresse a segregação da parcela correspondente ao benefício fiscal.

– Intangível adquirido já incorporado - Recomposto

Com o objetivo de atender as determinações da ANEEL e evitar que a amortização do intangível advindo de incorporação de controladora causasse impacto negativo ao fluxo de dividendos aos acionistas não controladores existentes na época da incorporação, as controladas aplicaram os conceitos das Instruções CVM nº 319/99 e nº 349/01 sobre o intangível. Desta forma, foi constituída uma provisão retificadora do intangível em contrapartida à reserva especial de ágio na incorporação do patrimônio líquido em cada controlada, de forma que o efeito da operação no patrimônio refletisse o benefício fiscal do intangível incorporado. Estas alterações afetaram o investimento da Companhia nas controladas, sendo necessária a constituição do intangível indedutível para fins fiscais, de modo a recompô-lo.

Para os saldos da controlada CPFL Renováveis, a amortização é registrada pelo período remanescente das respectivas autorizações de exploração, pelo método linear. Para os demais saldos, as taxas de amortização do ativo intangível adquirido em combinação de negócios são definidas com base na curva do resultado projetado das concessionárias para o prazo remanescente da concessão, cujas projeções são revistas anualmente.

15.2 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.

Em função das condições de deterioração da economia brasileira terem se acentuado, em 31 de dezembro de 2015, foi reconhecida perda por redução ao valor recuperável no montante de R\$ 5.844, referente à avaliação ao valor recuperável de unidades geradoras de caixa das controladas CPFL Telecom (R\$ 1.835) e CPFL Total (R\$ 4.009). Esta perda foi registrada na demonstração do resultado na rubrica "Outras despesas operacionais" (nota 29).

A referida provisão para perda ao valor recuperável teve como base a avaliação destas unidades geradoras de caixa formada pelo ativo intangível das controladas CPFL Telecom e CPFL Total, as quais, isoladamente, não caracterizam um segmento operacional e estão alocadas no segmento operacional de Outros e Serviços, respectivamente (nota 31). Adicionalmente, durante 2015 a Companhia não mudou a forma de agregação dos ativos para identificação destas unidades geradoras de caixa.

Para a mensuração ao valor justo foi utilizada a abordagem de custo, técnica de avaliação que reflete o valor que seria exigido atualmente para substituir a capacidade de serviço de um ativo (normalmente referido como o custo de substituição ou reposição). O reconhecimento da provisão para perda ao valor recuperável dos ativos se deu em função do cenário desfavorável para os negócios destas controladas e foi calculado com base em seus valores justos líquidos das despesas de venda.

(16) FORNECEDORES

	Consolidado	
	31/12/2015	31/12/2014
<u>Circulante</u>		
Encargos de serviço do sistema	203.961	-
Suprimento de energia elétrica	2.402.823	1.895.742
Encargos de uso da rede elétrica	106.940	125.860
Materiais e serviços	331.809	250.416
Energia livre	115.676	102.129
Total	3.161.210	2.374.147
<u>Não circulante</u>		
Materiais e serviços	633	633

(17) ENCARGOS DE DÍVIDAS, EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS

	Consolidado							
	31/12/2015			Total	31/12/2014			
	Encargos - circulante e não Circulante	Principal			Encargos - circulante e não circulante	Principal		Total
	Circulante	Não circulante		Circulante	Não circulante			
Mensuradas ao custo								
Moeda nacional								
Investimento	17.775	693.058	4.970.715	5.681.549	10.430	617.951	4.734.696	5.363.077
Bens de renda	17	687	3.434	4.138	14	631	3.649	4.294
Instituições financeiras	179.656	382.411	1.350.746	1.912.812	128.920	241.552	1.395.644	1.766.116
Outros	764	134.960	10.002	145.726	709	108.918	14.223	123.851
Total ao custo	198.212	1.211.115	6.334.897	7.744.225	140.074	969.053	6.148.211	7.257.338
Mensuradas ao valor justo								
Moeda estrangeira								
Instituições financeiras	40.714	1.651.199	5.560.517	7.252.430	18.168	125.511	3.353.468	3.497.147
Marcação a mercado	-	(29.269)	(282.980)	(312.249)	-	155	(56.153)	(55.998)
Total ao valor justo	40.714	1.621.930	5.277.536	6.940.180	18.168	125.667	3.297.315	3.441.149
Gastos com captação	-	(1.391)	(20.227)	(21.618)	-	(1.219)	(18.891)	(20.110)
Total	238.926	2.831.654	11.592.206	14.662.787	158.241	1.093.500	9.426.634	10.678.376

Mensuradas ao custo	Consolidado		Remuneração anual	Condições de amortização	Garantias
	31/12/2015	31/12/2014			
Moeda nacional					
Investimento					
CPFL Paulista					
FINEM V	70.293	103.617	TJLP + 2,12% a 3,3% (c)	72 Parcelas mensais a partir de fevereiro de 2012	Fiança da CPFL Energia e recebíveis
FINEM V	5.384	7.130	Pré fixado 8% (c)	90 Parcelas mensais a partir de agosto de 2011	Fiança da CPFL Energia e recebíveis
FINEM V	38.386	45.937	Pré fixado 5,5% (b)	96 Parcelas mensais a partir de fevereiro de 2013	Fiança da CPFL Energia e recebíveis
FINEM VI	197.145	245.445	TJLP + 2,06% a 3,08% (e) (f)	72 Parcelas mensais a partir de janeiro de 2014	Fiança da CPFL Energia e recebíveis
FINEM VI	10.412	11.917	Pré fixado 2,5% (a)	114 Parcelas mensais a partir de junho de 2013	Fiança da CPFL Energia e recebíveis
FINEM VI	191.022	218.640	Pré fixado 2,5% (a)	96 Parcelas mensais a partir de dezembro de 2014	Fiança da CPFL Energia e recebíveis
FINEM VII	63.777	-	Pré fixado 6% (b)	96 Parcelas mensais a partir de abril de 2016	Fiança da CPFL Energia e recebíveis
FINEM VII	65.304	-	SELIC + 2,62% a 2,66% (h)	72 Parcelas mensais a partir de abril de 2016	Fiança da CPFL Energia e recebíveis
FINEM VII	130.774	-	TJLP + 2,12% a 2,66% (c) (d)	72 Parcelas mensais a partir de abril de 2016	Fiança da CPFL Energia e recebíveis
FINAME	33.808	42.260	Pré fixado 4,5%	96 Parcelas mensais a partir de janeiro de 2012	Aval da CPFL Energia
CPFL Piratininga					
FINEM IV	37.859	55.807	TJLP + 2,12% a 3,3% (c)	72 Parcelas mensais a partir de fevereiro de 2012	Fiança da CPFL Energia e recebíveis
FINEM IV	1.736	2.299	Pré fixado 8% (c)	90 Parcelas mensais a partir de agosto de 2011	Fiança da CPFL Energia e recebíveis
FINEM IV	19.962	23.889	Pré fixado 5,5% (b)	96 Parcelas mensais a partir de fevereiro de 2013	Fiança da CPFL Energia e recebíveis
FINEM V	57.621	71.737	TJLP + 2,06% a 3,08% (e) (f)	72 Parcelas mensais a partir de janeiro de 2014	Fiança da CPFL Energia e recebíveis
FINEM V	2.735	3.130	Pré fixado 2,5% (a)	114 Parcelas mensais a partir de junho de 2013	Fiança da CPFL Energia e recebíveis
FINEM V	47.536	54.409	Pré fixado 2,5% (a)	96 Parcelas mensais a partir de dezembro de 2014	Fiança da CPFL Energia e recebíveis
FINEM VI	39.605	-	SELIC + 2,62% a 2,66% (h)	72 Parcelas mensais a partir de abril de 2016	Fiança da CPFL Energia e recebíveis
FINEM VI	69.054	-	TJLP + 2,12% a 2,66% (c) (d)	72 Parcelas mensais a partir de abril de 2016	Fiança da CPFL Energia e recebíveis
FINEM VI	30.463	-	Pré fixado 6% (b)	96 Parcelas mensais a partir de abril de 2016	Fiança da CPFL Energia e recebíveis
FINAME	16.031	20.039	Pré fixado 4,5%	96 Parcelas mensais a partir de janeiro de 2012	Aval da CPFL Energia
RGE					
FINEM V	42.549	62.721	TJLP + 2,12% a 3,3% (c)	72 Parcelas mensais a partir de fevereiro de 2012	Fiança da CPFL Energia e recebíveis
FINEM V	14.725	17.622	Pré fixado 5,5% (b)	96 Parcelas mensais a partir de fevereiro de 2013	Fiança da CPFL Energia e recebíveis
FINEM VI	105.322	131.125	TJLP + 2,06% a 3,08% (e) (f)	72 parcelas mensais a partir de janeiro de 2014	Fiança da CPFL Energia e recebíveis
FINEM VI	1.102	1.261	Pré fixado 2,5% (a)	114 Parcelas mensais a partir de junho de 2013	Fiança da CPFL Energia e recebíveis
FINEM VI	70.240	80.396	Pré fixado 2,5% (a)	96 Parcelas mensais a partir de dezembro de 2014	Fiança da CPFL Energia e recebíveis
FINEM VII	43.522	-	Pré fixado 6% (b)	96 Parcelas mensais a partir de abril de 2016	Fiança da CPFL Energia e recebíveis
FINEM VII	59.348	-	SELIC + 2,62% a 2,66% (h)	72 Parcelas mensais a partir de abril de 2016	Fiança da CPFL Energia e recebíveis
FINEM VII	76.728	-	TJLP + 2,12% a 2,66% (d)	72 Parcelas mensais a partir de abril de 2016	Fiança da CPFL Energia e recebíveis
FINAME	8.045	10.056	Pré fixado 4,5%	96 Parcelas mensais a partir de janeiro de 2012	Aval da CPFL Energia
FINAME	227	287	Pré fixado 10,0%	90 parcelas mensais a partir de maio de 2012	Bens vinculados em alienação fiduciária
FINAME	715	-	Pré fixado 10,0%	66 Parcelas mensais a partir de outubro 2015	Bens vinculados em alienação fiduciária
CPFL Santa Cruz					
CCB - Unibanco	-	929	TJLP + 2,90%	54 Parcelas mensais a partir de dezembro de 2010	Fiança da CPFL Energia e recebíveis
FINEM	10.306	11.317	Pré fixado 6%	111 parcelas mensais a partir de abril de 2015	Aval da CPFL Energia
FINEM	3.663	3.334	SELIC + 2,19%	72 parcelas mensais a partir de abril de 2015	Aval da CPFL Energia
FINEM	7.382	7.596	TJLP + 2,19%	72 parcelas mensais a partir de abril de 2015	Aval da CPFL Energia
CPFL Leste Paulista					
CCB - Unibanco	-	1.286	TJLP + 2,9%	54 parcelas mensais a partir de junho de 2011	Fiança da CPFL Energia e Recebíveis
FINEM	3.850	2.904	Pré fixado 6%	111 parcelas mensais a partir de abril de 2015	Aval da CPFL Energia
FINEM	1.343	1.179	SELIC + 2,19%	72 parcelas mensais a partir de abril de 2015	Aval da CPFL Energia
FINEM	2.709	2.685	TJLP + 2,19%	72 parcelas mensais a partir de abril de 2015	Aval da CPFL Energia
CPFL Sul Paulista					
CCB - Unibanco	-	1.393	TJLP + 2,9%	54 Parcelas mensais a partir de junho de 2011	Fiança da CPFL Energia e recebíveis
FINEM	2.734	1.968	Pré fixado 6%	111 parcelas mensais a partir de abril de 2015	Aval da CPFL Energia
FINEM	1.876	1.553	SELIC + 2,19%	72 parcelas mensais a partir de abril de 2015	Aval da CPFL Energia
FINEM	3.803	3.545	TJLP + 2,19%	72 parcelas mensais a partir de abril de 2015	Aval da CPFL Energia
CPFL Jaguari					
CCB - Unibanco	-	455	TJLP + 2,9%	54 Parcelas mensais a partir de dezembro de 2010	Fiança da CPFL Energia e recebíveis
CCB - Santander	1.710	1.968	TJLP + 3,1%	96 Parcelas mensais a partir de junho de 2014	Aval da CPFL Energia
CCB - Santander	808	635	Cesta de Moedas + 2,1%	96 Parcelas mensais a partir de junho de 2014	Aval da CPFL Energia
FINEM	2.745	2.775	Pré fixado 6%	111 parcelas mensais a partir de abril de 2015	Aval da CPFL Energia
FINEM	1.394	1.104	SELIC + 2,19%	72 parcelas mensais a partir de abril de 2015	Aval da CPFL Energia
FINEM	2.826	2.516	TJLP + 2,19%	72 parcelas mensais a partir de abril de 2015	Aval da CPFL Energia
CPFL Mococa					
CCB - Unibanco	-	608	TJLP + 2,9%	54 Parcelas mensais a partir de janeiro 2011	Fiança da CPFL Energia e recebíveis
CCB - Santander	2.200	2.532	TJLP + 3,1%	96 Parcelas mensais a partir de junho de 2014	Aval da CPFL Energia
CCB - Santander	1.039	817	Cesta de Moedas + 2,1%	96 Parcelas mensais a partir de junho de 2014	Aval da CPFL Energia
CCB - Santander	1.932	1.250	Cesta de Moedas + 1,99%	96 Parcelas mensais a partir de outubro de 2015	Aval da CPFL Energia
CCB - Santander	4.619	4.335	TJLP + 2,99% (f)	96 Parcelas mensais a partir de outubro de 2015	Aval da CPFL Energia

CPFL Serviços					
FINAME	1.509	1.675	Pré fixado 2,5% a 5,5%	96 Parcelas mensais a partir de agosto de 2014	Aval da CPFL Energia e alienação fiduciária de equipamentos
FINAME	357	357	Pré fixado 6%	72 Parcelas mensais a partir de abril de 2016	Aval da CPFL Energia e alienação fiduciária de equipamentos
FINAME	864	1.272	Pré fixado 7,7% a 10%	90 Parcelas mensais a partir de novembro de 2012	Aval da CPFL Energia e alienação fiduciária de equipamentos
FINAME	13.049	14.806	Pré fixado 2,5% a 5,5%	114 Parcelas mensais a partir de fevereiro de 2013	Aval da CPFL Energia e alienação fiduciária de equipamentos
FINAME	60	74	TJLP + 4,2%	90 Parcelas mensais a partir de novembro de 2012	Aval da CPFL Energia e alienação fiduciária de equipamentos
FINAME	2.659	2.860	Pré fixado 6%	90 Parcelas mensais a partir de outubro de 2014	Aval da CPFL Energia e alienação fiduciária de equipamentos
FINAME	108	108	Pré fixado 6%	96 Parcelas mensais a partir de julho de 2016	Aval da CPFL Energia e alienação fiduciária de equipamentos
FINAME	6.496	6.909	Pré fixado 6%	114 Parcelas mensais a partir de junho de 2015	Aval da CPFL Energia e alienação fiduciária de equipamentos
FINAME	1.002	-	TJLP + 2,2% a 3,2% (c)	56 Parcelas mensais a partir de julho de 2015	Aval da CPFL Energia e alienação fiduciária de equipamentos
FINAME	4.006	-	Pré fixado 9,5% a 10% (c)	66 Parcelas mensais a partir de outubro de 2015	Aval da CPFL Energia e alienação fiduciária de equipamentos
CERAN					
BNDES	312.150	360.217	TJLP + 3,69% a 5%	168 parcelas mensais a partir de dezembro de 2005	Penhor de Ações, Direitos Creditórios e Emergente da Concessão, Vinculação de Receitas e Aval da CPFL Energia
BNDES	68.993	54.604	Cesta de moedas + 5% (1)	168 parcelas mensais a partir de fevereiro de 2006	Penhor de Ações, Direitos Creditórios e Emergente da Concessão, Vinculação de Receitas e Aval da CPFL Energia
CPFL Transmissão					
FINAME	19.466	17.736	Pré fixado 3,0%	96 parcelas mensais a partir de julho de 2015	Aval CPFL Energia
CPFL Telecom					
FINAME	7.610	7.588	Pré fixado 6,0% (b)	60 parcelas mensais a partir de dezembro de 2016	Aval da CPFL Energia
FINEM	7.018	6.187	SELIC + 3,12% (h)	60 parcelas mensais a partir de dezembro de 2016	Aval da CPFL Energia
FINEM	21.544	21.349	TJLP + 2,12% a 3,12% (c)	60 parcelas mensais a partir de dezembro de 2016	Aval da CPFL Energia
CPFL Renováveis					
FINEM I	290.445	321.088	TJLP + 1,95%	168 parcelas mensais a partir de outubro de 2009	PCH Holding devedora solidária, carta fiança
FINEM II	25.308	28.605	TJLP + 1,90%	144 parcelas mensais a partir de junho de 2011	Fiança da CPFL Energia, bens vinculados em alienação fiduciária e cessão fiduciária dos direitos creditórios
FINEM III	528.528	565.890	TJLP + 1,72%	192 parcelas mensais a partir de maio de 2013	Fiança da CPFL Energia, penhor de quotas, bens vinculados em alienação fiduciária e cessão fiduciária de direitos creditórios
FINEM V	90.678	101.723	TJLP + 2,8% a 3,4%	143 meses a partir de dezembro de 2011	PCH Holding 2 e CPFL Renováveis devedora solidária.
FINEM VI	79.457	84.176	TJLP + 2,05%	192 parcelas mensais a partir de outubro de 2013	Penhor de ações da CPFL Renováveis, cessão de recebíveis
FINEM VII	156.737	176.252	TJLP + 1,92 %	156 parcelas mensais a partir de outubro de 2010	Penhor de ações, cessão fiduciária, alienação fiduciária das máquinas e equipamentos.
FINEM IX	32.289	39.581	TJLP + 2,15%	120 parcelas mensais a partir de maio de 2010	Penhor de ações, alienação fiduciária de máquinas e equipamentos, hipoteca de imóveis e carta de fiança
FINEM X	528	827	TJLP	84 parcelas mensais a partir de outubro de 2010	Penhor de ações, cessão fiduciária, alienação fiduciária das máquinas e equipamentos.
FINEM XI	115.676	126.670	TJLP + 1,87% a 1,9%	168 parcelas mensais a partir de janeiro de 2012	Fiança da CPFL Energia, penhor de quotas, bens vinculados em alienação fiduciária e cessão fiduciária de direitos creditórios
FINEM XII	335.894	357.620	TJLP + 2,18%	192 parcelas mensais a partir de julho de 2014	Fiança da CPFL Energia, bens vinculados em alienação fiduciária e cessão fiduciária conjunta de direitos creditórios e penhor de ações
FINEM XIII	296.891	315.596	TJLP + 2,02% a 2,18%	192 parcelas mensais a partir de novembro de 2014	Penhor de ações, penhor de máquinas e equipamentos, cessão fiduciária.
FINEM XIV	11.599	19.707	TJLP + 3,50%	120 parcelas mensais a partir de junho de 2007	Penhor de ações, penhor de direitos creditórios, propriedade fiduciária das máquinas e equipamentos a serem adquiridos com os recursos da operação.
FINEM XV	31.227	35.392	TJLP + 3,44%	139 parcelas mensais a partir de setembro de 2011	Penhor de ações, cessão dos direitos creditórios, penhor dos direitos emergentes e conta reserva.
FINEM XVI	8.500	10.581	Pré fixado + 5,50%	101 parcelas mensais a partir de setembro de 2011	Penhor de ações, cessão dos direitos creditórios, penhor dos direitos emergentes e conta reserva.
FINEM XVII	490.786	525.541	TJLP + 2,18%	192 parcelas mensais a partir de janeiro de 2013.	Penhor das ações, cessão fiduciária dos direitos creditórios, propriedade fiduciária das máquinas e equipamentos, penhor de direitos emergentes, conta reserva.
FINEM XVIII	18.481	23.200	Pré fixado 4,5%	102 parcelas mensais a partir de junho de 2011	Alienação fiduciária de máquinas e equipamentos, cessão fiduciária dos recebíveis e fiança da CPFL Energia
FINEM XX	31.381	33.488	TJLP + 2,02%	192 parcelas mensais a partir de janeiro de 2014	Penhor de ações, conta reserva, cessão de recebíveis.
FINEM XX	52.091	59.533	Pré fixado 2,5%	108 parcelas mensais a partir de janeiro de 2014	Penhor de ações, conta reserva, cessão de recebíveis.
FINEM XXI	42.765	45.636	TJLP + 2,02%	192 parcelas mensais a partir de janeiro de 2014	Penhor de ações, conta reserva, cessão de recebíveis.
FINEM XXII	45.828	52.375	Pré-fixado 2,5%	108 parcelas mensais a partir de janeiro de 2014	Penhor de ações, conta reserva, cessão de recebíveis.
FINEM XXIII	2.305	2.882	Pré-fixado 4,5%	102 parcelas mensais a partir de junho de 2011	Penhor de ações, conta reserva, cessão de recebíveis.
FINEM XXIV	136.528	163.476	Pré fixado 5,5%	108 parcelas mensais a partir de janeiro de 2012	Fiança da CPFL Energia, bens vinculados em alienação fiduciária e cessão fiduciária de direitos creditórios
FINEM XXV	79.010	-	TJLP + 2,18%	192 parcelas mensais a partir de junho de 2015	Penhor de ações e de direitos emergentes, cessão fiduciária de direitos creditórios e de máquinas e equipamentos
FINEM XXVI	270.768	-	TJLP + 2,75%	192 parcelas mensais a partir de julho de 2017	Penhor de ações e de máquinas e equipamentos, cessão fiduciária dos direitos creditórios, conta reserva.
FINAME IV	3.327	3.773	Pré-fixado 2,5%	96 parcelas a partir de fevereiro 2015	Alienação fiduciária e aval da CPFL Renováveis
FINEP I	1.890	2.382	Pré fixado 3,5%	61 parcelas mensais a partir de outubro de 2014	Fiança bancária
FINEP II	10.383	10.366	TJLP - 1,00%	85 parcelas mensais a partir de junho de 2017	Fiança
FINEP III	6.374	6.945	TJLP + 3,00%	73 parcelas mensais a partir de julho de 2015	Fiança
BNB I	108.835	117.516	Pré fixado 9,5% a 10%	168 parcelas mensais a partir de janeiro de 2009	Alienação fiduciária, penhor de ações e garantia da SIF Energy
BNB II	165.324	172.430	Pré fixado 10% (J)	222 parcelas mensais a partir de maio de 2010	Fiança da CPFL Energia
BNB III	30.837	32.591	Pré fixado 9,5%	228 parcelas mensais a partir de julho de 2009	Fiança, bens vinculados em alienação fiduciária e cessão fiduciária de direitos creditórios
NIB	72.739	74.197	IGP-M + 8,63%	50 parcelas trimestrais a partir de junho de 2011	Não existem garantias
Ponte BNDES IV	-	49.492	TJLP + 2,40%	Parcela única em janeiro de 2016	Fiança
Banco do Brasil	31.014	36.739	Pré fixado + 10,00%	132 parcelas mensais a partir de junho de 2010	Penhor de ações, penhor de direitos emergentes e de direitos creditórios, cessão e vinculação de receitas, fiança bancária, seguro garantia e conta reserva.

CPFL Brasil						
FINEP	1.864	2.657	Pré fixado 5%	81 parcelas mensais a partir de agosto de 2011		Recebíveis
Bens de renda						
CPFL ESCO						
FINAME	3.544	4.135	Pré fixado 4,5% a 8,7%	96 Parcelas mensais a partir de março de 2012		Aval da CPFL Energia
FINAME	117	158	Pré fixado 6%	72 Parcelas mensais a partir de outubro de 2016		Aval da CPFL Energia
FINAME	261	-	TJLP + 2,70%	48 Parcelas mensais a partir de outubro de 2016		Aval da CPFL Energia
FINAME	216	-	S143 + 2,70%	48 Parcelas mensais a partir de outubro de 2016		Aval da CPFL Energia
Instituições financeiras						
CPFL Energia						
Santander - capital de giro	331.343	-	86,40% do CDI	Parcela única em janeiro de 2016		Sem garantia
CPFL Paulista						
Banco do Brasil - Capital de giro	-	105.500	107% do CDI	Parcela única em abril de 2015		Fiança da CPFL Energia
Banco do Brasil - Capital de giro	-	73.758	98,5% do CDI (f)	04 Parcelas anuais a partir de julho de 2012		Aval da CPFL Energia
Banco do Brasil - Capital de giro	331.549	291.036	104,9% do CDI (f)	02 Parcelas anuais a partir de julho de 2017		Aval da CPFL Energia
CPFL Piratininga						
Banco do Brasil - Capital de giro	-	6.784	98,5% do CDI (f)	04 Parcelas anuais a partir de julho de 2012		Aval da CPFL Energia
Banco do Brasil - Capital de giro	58.353	51.222	104,9% do CDI (f)	02 parcelas anuais a partir de julho de 2017		Aval da CPFL Energia
RGE						
Banco do Brasil - Capital de giro	-	31.894	98,50% do CDI (f)	04 Parcelas anuais a partir de julho de 2012		Aval da CPFL Energia
CPFL Santa Cruz						
Banco do Brasil - Capital de giro	43.764	38.417	104,90% do CDI (f)	02 Parcelas anuais a partir de julho de 2017		Aval da CPFL Energia
Banco IBM - Capital de giro	7.637	8.083	CDI + 0,27% (f)	12 Parcelas semestrais a partir de junho de 2015		Aval da CPFL Energia
CPFL Leste Paulista						
Banco IBM - Capital de giro	6.587	7.419	100,00% do CDI	14 Parcelas semestrais a partir de dezembro de 2012		Aval da CPFL Energia
Banco IBM - Capital de giro	23.790	25.666	CDI + 0,1%	12 Parcelas semestrais a partir de outubro de 2014		Aval da CPFL Energia
Banco IBM - Capital de giro	17.268	7.969	CDI + 0,27%	12 Parcelas semestrais a partir de março de 2015		Aval da CPFL Energia
Banco IBM - Capital de giro	8.052	10.307	CDI + 1,33%(f)	12 Parcelas semestrais a partir de junho de 2015		Aval da CPFL Energia
CPFL Sul Paulista						
Banco do Brasil - Capital de giro	27.850	24.447	104,90% do CDI (f)	02 Parcelas anuais a partir de julho de 2017		Aval da CPFL Energia
Banco IBM - Capital de giro	8.914	4.036	CDI + 0,27% a 1,33%(f)	12 Parcelas semestrais a partir de junho de 2015		Aval da CPFL Energia
CPFL Jaguari						
Banco do Brasil - Capital de giro	3.846	3.376	104,90% do CDI (f)	02 Parcelas anuais a partir de julho de 2017		Aval da CPFL Energia
Banco IBM - Capital de giro	13.266	15.064	100,00% do CDI	14 Parcelas semestrais a partir de dezembro de 2012		Aval da CPFL Energia
Banco IBM - Capital de giro	12.825	13.836	CDI + 0,1%	12 Parcelas semestrais a partir de outubro de 2014		Aval da CPFL Energia
CPFL Mococa						
Banco do Brasil - Capital de giro	25.198	22.119	104,90% do CDI (f)	02 Parcelas anuais a partir de julho de 2017		Aval da CPFL Energia
Banco IBM - Capital de giro	4.305	4.888	100,00% do CDI	14 Parcelas semestrais a partir de dezembro de 2012		Aval da CPFL Energia
Banco IBM - Capital de giro	14.663	15.519	CDI + 0,27%	12 Parcelas semestrais a partir de março de 2015		Aval da CPFL Energia
CPFL Serviços						
Banco IBM - Capital de giro	5.111	6.316	CDI + 0,10%	11 Parcelas semestrais a partir de junho de 2013		Aval da CPFL Energia
CPFL Geração						
Banco do Brasil - Capital de giro	642.124	637.635	109,5% do CDI	Parcela única em março de 2019		Fiança da CPFL Energia
CPFL Renováveis						
HSBC	290.679	322.336	CDI + 0,5% (i)	08 Parcelas anuais a partir de junho de 2013		Alienação de ações
CPFL Telecom						
Banco IBM - Capital de giro	35.689	38.489	CDI + 0,18%	12 Parcelas semestrais a partir de agosto de 2014		Aval da CPFL Energia
Outros						
Eletrobrás						
CPFL Paulista	3.931	5.414	RGR + 6% a 6,5%	Parcelas mensais a partir de agosto de 2006		Recebíveis e notas promissórias
CPFL Piratininga	88	239	RGR + 6%	Parcelas mensais a partir de agosto de 2006		Recebíveis e notas promissórias
RGE	7.658	9.746	RGR + 6%	Parcelas mensais a partir de agosto de 2006		Recebíveis e notas promissórias
CPFL Santa Cruz	1.029	1.601	RGR + 6%	Parcelas mensais a partir de janeiro de 2007		Recebíveis e notas promissórias
CPFL Leste Paulista	532	747	RGR + 6%	Parcelas mensais a partir de fevereiro de 2008		Recebíveis e notas promissórias
CPFL Sul Paulista	544	808	RGR + 6%	Parcelas mensais a partir de agosto de 2007		Recebíveis e notas promissórias
CPFL Jaguari	24	41	RGR + 6%	Parcelas mensais a partir de junho de 2007		Recebíveis e notas promissórias
CPFL Mococa	170	222	RGR + 6%	Parcelas mensais a partir de janeiro de 2008		Recebíveis e notas promissórias
Outros	131.751	105.034				
Subtotal moeda nacional - custo	7.744.225	7.257.338				

Moeda estrangeira
Mensuradas ao valor justo
Instituições financeiras

CPFL Energia					
Santander	293.660	-	US\$ + 1,547% (3)	Parcela única em fevereiro de 2016	Sem garantia
Bradesco	154.665	-	US\$ + 1,72% (2) (f)	Parcela única em junho de 2016	Sem garantia
Santander	197.044	-	US\$ + 1,918% (3)	Parcela única em setembro de 2016	Sem garantia
CPFL Paulista					
Bank of America Merrill Lynch	397.324	270.248	US\$ + 3,69% (3)	Parcela única em julho de 2016	Aval da CPFL Energia e nota promissória
Bank of America Merrill Lynch	-	399.887	US\$ + Libor 3 meses + 1,48% (3)	Parcela única em julho de 2016	Aval da CPFL Energia e nota promissória
Bank of America Merrill Lynch	175.750	119.561	US\$+Libor 3 meses+1,7% (4)	Parcela única em setembro de 2018	Aval da CPFL Energia e nota promissória
Bank of Tokyo-Mitsubishi	195.524	-	US\$ + Libor 3 meses + 0,88% (3) (g)	Parcela única em fevereiro de 2020	Aval da CPFL Energia e nota promissória
Bank of Tokyo-Mitsubishi	195.380	132.887	US\$+Libor 3 meses+0,8% (3) (f)	04 Parcelas semestrais a partir de setembro de 2017	Aval da CPFL Energia e nota promissória
BNP Paribas	85.991	-	Euro + 1,6350% (3)	Parcela única em janeiro de 2018	Aval da CPFL Energia e nota promissória
Citibank	-	133.585	US\$ + Libor 6 meses + 1,77% (3)	Parcela única em setembro de 2016	Aval da CPFL Energia e nota promissória
Citibank	195.502	132.962	US\$+Libor 3 meses + 1,35% (4)	Parcela única em março de 2019	Aval da CPFL Energia e nota promissória
Citibank	227.397	-	US\$ + Libor 3 meses + 1,44% (3)	Parcela única em janeiro de 2020	Aval da CPFL Energia e nota promissória
HSCB	338.504	-	US\$ + Libor 3 meses + 1,30% (3)	Parcela única em janeiro de 2018	Aval da CPFL Energia e nota promissória
J.P. Morgan	156.381	106.383	US\$ + 2,28% a 2,32% (3)	Parcela única em dezembro de 2017	Aval da CPFL Energia e nota promissória
J.P. Morgan	138.255	-	US\$ + 2,36% a 2,39% (3)	Parcela única em janeiro de 2018	Aval da CPFL Energia e nota promissória
J.P. Morgan	98.891	-	US\$ + 2,74% (3)	Parcela única em janeiro de 2019	Aval da CPFL Energia e nota promissória
J.P. Morgan	59.080	-	US\$ + 2,2% (3)	Parcela única em fevereiro de 2018	Aval da CPFL Energia e nota promissória
Bank of America Merrill Lynch	587.094	-	US\$ + Libor 3 meses + 1,40% (3)	Parcela única em fevereiro de 2018	Aval da CPFL Energia e nota promissória
Mizuho Bank	292.895	199.235	US\$+Libor 3 meses +1,55% (3) (f)	03 Parcelas semestrais a partir de março de 2018	Aval da CPFL Energia e nota promissória
Morgan Stanley	196.502	133.601	US\$ + Libor 6 meses + 1,75% (3)	Parcela única em setembro de 2016	Aval da CPFL Energia e nota promissória
Scotiabank	95.502	64.958	US\$ + 3,3125% (3)	Parcela única em julho de 2016	Aval da CPFL Energia e nota promissória
CPFL Piratininga					
Bank of America Merrill Lynch	48.964	-	US\$ + Libor 3 meses + 1,15% (3)	Parcela única em julho de 2016	Aval da CPFL Energia e nota promissória
Bank of America Merrill Lynch	97.849	-	US\$ + Libor 3 meses + 1,15% (3)	Parcela única em agosto de 2016	Aval da CPFL Energia e nota promissória
BNP Paribas	236.474	-	Euro + 1,6350% (3)	Parcela única em janeiro de 2018	Aval da CPFL Energia e nota promissória
Citibank	244.778	-	US\$ + Libor 3 meses + 1,41% (3)	02 parcelas anuais a partir de janeiro de 2019	Aval da CPFL Energia e nota promissória
Citibank	-	21.401	US\$ + Libor 6 meses + 1,69% (3)	Parcela única em agosto de 2016	Aval da CPFL Energia e nota promissória
Citibank	-	167.050	US\$ + Libor 6 meses + 1,14% (3)	Parcela única em janeiro de 2017	Aval da CPFL Energia e nota promissória
Citibank	195.502	132.962	US\$ + Libor 3 meses + 1,35% (4)	Parcela única em março de 2019	Aval da CPFL Energia e nota promissória
Santander	177.268	120.585	US\$ + 2,58% (3)	Parcela única em julho de 2016	Aval da CPFL Energia e nota promissória
Scotiabank	124.737	84.843	US\$ + 3,3125% (3)	Parcela única em julho de 2016	Aval da CPFL Energia e nota promissória
Scotiabank	64.980	-	US\$ + 2,08% (3)	Parcela única em agosto de 2017	Aval da CPFL Energia e nota promissória
Sumitomo	195.938	133.259	US\$ + Libor 3 meses + 1,35% (3) (f)	Parcela única em abril de 2018	Aval da CPFL Energia e nota promissória
RGE					
Bank of Tokyo-Mitsubishi	70.439	47.908	US\$ + Libor 3 meses + 0,82% (3)	Parcela única em abril de 2018	Aval da CPFL Energia e nota promissória
Bank of Tokyo-Mitsubishi	320.602	218.046	US\$ + Libor 3 meses + 0,83% (3)	Parcela única em maio de 2018	Aval da CPFL Energia e nota promissória
Citibank	58.663	39.912	US\$ + Libor 3 meses + 1,25% (4)	02 parcelas anuais a partir de maio de 2018	Aval da CPFL Energia e nota promissória
Citibank	274.426	186.593	US\$ + Libor 6 meses + 1,45% (3)	Parcela única em abril de 2017	Aval da CPFL Energia e nota promissória
HSCB	53.260	36.223	US\$ + Libor 3 meses + 1,30% (3)	Parcela única em outubro de 2017	Aval da CPFL Energia e nota promissória
J.P. Morgan	239.453	-	US\$ + 2,78% (3)	Parcela única em fevereiro de 2018	Aval da CPFL Energia e nota promissória
J.P. Morgan	139.466	-	US\$ + 1,35% (3)	Parcela única em fevereiro de 2016	Aval da CPFL Energia e nota promissória
J.P. Morgan	-	126.126	US\$ + 2,64% (3)	Parcela única em julho de 2016	Aval da CPFL Energia e nota promissória
CPFL Santa Cruz					
J.P. Morgan	-	25.864	US\$ + 2,38% (3)	Parcela única em julho de 2015	Aval da CPFL Energia e nota promissória
Santander	34.679	23.590	US\$ + 2,544% (3)	Parcela única em junho de 2016	Aval da CPFL Energia e nota promissória
CPFL Leste Paulista					
Scotiabank	-	32.926	US\$ + 2,695% (3)	Parcela única em julho de 2015	Aval da CPFL Energia e nota promissória
CPFL Sul Paulista					
J.P. Morgan	-	13.578	US\$ + 2,38% (3)	Parcela única em julho de 2015	Aval da CPFL Energia e nota promissória
Santander	38.147	25.949	US\$ + 2,544% (3)	Parcela única em junho de 2016	Aval da CPFL Energia e nota promissória
Scotiabank	-	13.829	US\$ + 2,695% (3)	Parcela única em julho de 2015	Aval da CPFL Energia e nota promissória
CPFL Jaguari					
Santander	53.752	36.564	US\$ + 2,544% (3)	Parcela única em junho de 2016	Aval da CPFL Energia e nota promissória
Scotiabank	-	17.122	US\$ + 2,695% (3)	Parcela única em julho de 2015	Aval da CPFL Energia e nota promissória
CPFL Mococa					
Scotiabank	-	14.488	US\$ + 2,695% (3)	Parcela única em julho de 2015	Aval da CPFL Energia e nota promissória
CPFL Geração					
HSCB	390.757	265.779	US\$+Libor 3 meses+1,30% (3)	Parcela única em março de 2017	Aval da CPFL Energia e nota promissória
CPFL Serviços					
J.P. Morgan	14.760	10.040	US\$ + 1,75% (3)	Parcela única em outubro de 2016	Aval da CPFL Energia e nota promissória
CPFL Telecom					
Banco Itaú	-	9.202	US\$ + 2,35% (3)	Parcela única em novembro de 2015	Aval da CPFL Energia e nota promissória
Paulista Lajeado					
Banco Itaú	42.862	-	US\$ + 3,196% (4)	Parcela única em março de 2018	Aval da CPFL Energia e nota promissória
CPFL Brasil					
Scotiabank	53.317	-	US\$ + 2,779% (3)	Parcela única em agosto de 2018	Aval da CPFL Energia e nota promissória
Marcação a mercado	(312.249)	(55.998)			
Total moeda estrangeira - valor justo	6.940.180	3.441.149			
Gastos com captação (*)	(21.618)	(20.110)			
Total Consolidado	14.662.787	10.678.376			

As controladas possuem swap convertendo o custo da operação de variação de moeda para variação taxa de juros em reais, correspondente a:

- (1) 143,85% do CDI (3) 99% a 109% do CDI
(2) 95,20% do CDI (4) 109,1% a 119% do CDI

Taxa efetiva:

- (a) 30% a 40% do CDI (e) 80,1% a 90% do CDI (i) CDI + 0,73%
(b) 40,1% a 50% do CDI (f) 100,1% a 110% do CDI (j) Pré fixado 10,57%
(c) 60,1% a 70% do CDI (g) 110,1% a 120% do CDI
(d) 70,1% a 80% do CDI (h) 120,1% a 130% do CDI

(*) Conforme CPC 08/IAS 39, referem-se aos custos de captação diretamente atribuíveis a emissão das respectivas dívidas.

Conforme segregado nos quadros acima, a Companhia e suas controladas, em consonância com os CPCs 38 e 39 e IAS 32 e 39, classificaram 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\$ 6.940.180 (R\$ 3.441.149 em 31 de dezembro de 2014).

As mudanças dos valores justos destas dívidas são reconhecidas no resultado financeiro da Companhia e de suas controladas. Em 31 de dezembro de 2015 os ganhos acumulados obtidos na marcação a mercado das referidas dívidas de R\$ 312.249 (R\$ 55.998 em 31 de dezembro de 2014), reduzidos das perdas obtidas com a marcação a mercado dos instrumentos financeiros derivativos de R\$ 184.518 (R\$ 25.382 em 31 de dezembro de 2014), contratados para proteção da variação cambial (nota 35), geraram um ganho total líquido de R\$ 127.731 (R\$ 30.616 em 31 de dezembro de 2014).

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

Ano de vencimento	Consolidado
2017	1.892.991
2018	4.289.564
2019	2.284.535
2020	1.067.028
2021	490.809
2022 a 2026	1.326.076
2027 a 2031	505.856
2032 a 2036	18.328
Subtotal	11.875.186
Marcação a mercado	(282.980)
Total	11.592.206

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:

Indexador	Varição acumulada		Consolidado % da dívida	
	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014
IGP-M	10,54	3,69	0,50	0,69
UMBND	47,00	13,27	0,49	0,53
TJLP	6,21	5,00	27,67	36,50
CDI	13,18	10,81	61,60	49,26
Outros			9,74	13,01
			100,00	100,00

Principais adições no exercício

Empresa	Banco / Modalidade	R\$ mil			Pagamento de juros	Destinação dos recursos
		Total aprovado	Liberado em 2015	Liberado líquido dos gastos de captação		
Moeda nacional:						
Investimento:						
CPFL Paulista	FINEM VII	427.716	254.119	253.161	Trimestralmente	Plano de investimentos da controlada
CPFL Piratininga	FINEM VI	194.862	135.259	134.625	Trimestralmente	Plano de investimentos da controlada
RGE	FINEM VII	266.790	174.518	173.789	Trimestralmente	Plano de investimentos da controlada
CPFL Santa Cruz	FINEM (a)	25.360	1.264	1.264	Trimestralmente	Plano de investimentos da controlada
CPFL Leste Paulista	FINEM (a)	13.045	1.915	1.915	Trimestralmente	Plano de investimentos da controlada
CPFL Sul Paulista	FINEM (a)	12.280	2.187	2.187	Trimestralmente	Plano de investimentos da controlada
CPFL Jaguarí	FINEM (a)	10.398	1.274	1.274	Trimestralmente	Plano de investimentos da controlada
CPFL Mococa	CCB - Santander (a)	6.119	516	516	Trimestralmente	Plano de investimentos da controlada
RGE	FINAME (a)	746	746	746	Trimestralmente	Plano de investimentos da controlada
CPFL Serviços	FINAME (a)	6.011	5.144	5.144	Trimestralmente	Aquisição de máquinas e equipamentos
CPFL Transmissão Piracicaba	FINAME (a)	23.824	3.020	3.020	Trimestralmente	Aquisição de máquinas e equipamentos
CPFL ESCO	FINAME (a)	461	461	461	Trimestralmente	Aquisição de máquinas e equipamentos
CPFL Renováveis	FINEM XXV	84.338	75.732	75.732	Mensalmente	Plano de investimentos da controlada
CPFL Renováveis	FINEM XXVI	764.109	270.642	268.117	Mensalmente	Plano de investimentos da controlada
Instituições Financeiras:						
CPFL Energia	Capital Giro - CCB - Santander (a)	300.000	300.000	294.383	No vencimento da dívida	Reforço de Capital de Giro
CPFL Leste Paulista	Capital Giro - CCB - Banco IBM (a)	7.563	7.563	7.563	Semestral	Reforço de Capital de Giro
CPFL Sul Paulista	Capital Giro - Crédito Bancário - Banco do Brasil (a)	4.791	4.791	4.791	Semestral	Reforço de Capital de Giro
CPFL Renováveis	Votorantim - Notas promissórias (a)	50.000	50.000	50.000	No vencimento da dívida	Construção de PCH
		2.197.667	1.288.405	1.277.941		
Moeda estrangeira:						
Instituições Financeiras:						
CPFL Energia	CCB-I - Banco Santander (a)	200.000	200.000	200.000	Ao final da dívida	Alongamento do perfil da dívida
CPFL Energia	FRN - Banco Santander (a)	187.750	187.750	187.750	Ao final da dívida	Reforço de Capital de Giro
CPFL Energia	Capital Giro - Lei 4131 - Bradesco (a)	149.208	149.208	147.865	Ao final da dívida	Reforço de Capital de Giro
CPFL Paulista	Capital Giro - Lei 4131 - Banco de Tokio Mitsubish	142.735	142.735	141.308	Trimestralmente	Reforço de Capital de Giro
CPFL Paulista	Capital Giro - Lei 4131 - BNP Paribas	63.896	63.896	63.896	Semestralmente	Reforço de Capital de Giro
CPFL Paulista	Capital Giro - Lei 4131 - Citibank	156.600	156.600	156.600	Trimestralmente	Reforço de Capital de Giro
CPFL Paulista	Capital Giro - Lei 4131 - HSBC Bank	227.673	227.673	227.673	Trimestralmente	Reforço de Capital de Giro
CPFL Paulista	Capital Giro - Lei 4131 - JP Morgan	203.771	203.771	203.771	Semestralmente	Reforço de Capital de Giro
CPFL Paulista	Capital Giro - Lei 4131 - Bank of America Merrill Lynch	405.300	405.300	405.300	Trimestralmente	Reforço de Capital de Giro
CPFL Piratininga	Capital Giro - Lei 4131 - BNP Paribas	175.714	175.714	175.714	Semestralmente	Reforço de Capital de Giro
CPFL Piratininga	Capital Giro - Lei 4131 - Citibank	169.837	169.837	169.837	Trimestralmente	Reforço de Capital de Giro
CPFL Piratininga	Capital Giro - Lei 4131 - Scotiabank	55.440	55.440	55.440	Semestralmente	Reforço de Capital de Giro
CPFL Piratininga	Capital Giro - Lei 4131 - Bank of America Merrill Lynch (a)	124.250	124.250	124.250	Trimestralmente	Reforço de Capital de Giro
RGE	Capital Giro - Lei 4131 - J.P. Morgan	171.949	171.949	171.949	Semestralmente	Reforço de Capital de Giro
RGE	Capital Giro - Lei 4131 - J.P. Morgan (a)	100.000	100.000	100.000	Semestralmente	Reforço de Capital de Giro
CPFL Brasil	Capital Giro - Lei 4131 - Scotiabank	45.360	45.360	45.360	Semestralmente	Reforço de Capital de Giro
Paulista Lajeado	CCB-I - Banco Itaú Unibanco (a)	35.000	35.000	35.000	Semestralmente	Reforço de Capital de Giro
		2.614.482	2.614.482	2.611.712		
		4.812.149	3.902.887	3.889.653		

(a) Não há cláusulas restritivas financeiras

Condições restritivas

BNDES:

Os financiamentos junto ao BNDES restringem as controladas CPFL Paulista, CPFL Piratininga, RGE, Ceran e CPFL Telecom: (i) a somente realizarem o pagamento de Dividendo 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 em parâmetros pré-estabelecidos apurados anualmente, como segue:

CPFL Paulista, CPFL Piratininga e RGE

Manutenção, pelas controladas, dos seguintes índices:

- 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.

CPFL Geração

Os empréstimos captados junto ao BNDES pela controlada indireta CERAN determina:

- Manutenção de índice de cobertura da dívida ("ICSD") em 1,3 vezes, durante o período de amortização;
- Restrições ao pagamento de dividendos à controlada CPFL Geração acima do mínimo obrigatório de 25% sem a prévia anuência do BNDES.

CPFL Telecom

Manutenção, pela Companhia, dos seguintes índices:

- Patrimônio Líquido / (patrimônio líquido + dívidas bancárias líquidas) superior a 0,28; e
- Dívidas bancárias líquidas / EBITDA ajustado inferior a 3,75.

CPFL Renováveis (apurados na controlada indireta CPFL Renováveis e suas controladas, exceto quando mencionado em cada item específico):

FINEM I e FINEM VI

- Manutenção de índice de cobertura da dívida "ICSD" (Saldo de caixa do ano anterior + geração de caixa do ano corrente) / Serviço da dívida do ano corrente em 1,2 vezes.
- Manutenção de Índice de Capitalização Própria maior ou igual a 25%.

Em dezembro de 2015 e de 2014 a controlada obteve do BNDES a dispensa para apuração do ICSD para o FINEM VI referente ao exercício findo em 31 de dezembro de 2015 e 2014, respectivamente.

FINEM II e FINEM XVIII

- Restrição à distribuição de dividendos caso não sejam atingidos Índice de Cobertura do Serviço da Dívida maior ou igual a 1,0 e Índice de Endividamento Geral menor ou igual a 0,8.

FINEM III

- Manutenção de patrimônio líquido/(Patrimônio Líquido + Dívidas bancárias líquidas) superior a 0,28 e apurado nas demonstrações financeiras consolidadas anuais da Companhia;
- Manutenção de índice de dívida bancária líquida/EBITDA menor ou igual a 3,75 e apurado nas demonstrações financeiras consolidadas anuais da Companhia.

FINEM V

- Manutenção de índice de cobertura da dívida em 1,2 vezes;
- Manutenção de índice de capitalização própria igual ou superior a 30%.

Em dezembro de 2014 a controlada obteve do Banco do Brasil a dispensa para apuração do ICSD referente ao exercício findo em 31 de dezembro de 2014.

FINEM VII, FINEM X e FINEM XXIII

- Manutenção anual de índice de cobertura da dívida em 1,2 vezes;
- Distribuição de dividendos limitada ao índice Exigível Total dividido pelo Patrimônio Líquido ex-Dividendos menor que 2,33.

FINEM IX, FINEM XIII e FINEM XXV

- Manutenção de índice de cobertura do serviço da dívida maior ou igual a 1,3.

FINEM XXVI

- Manutenção anual do Índice de Cobertura do Serviço da Dívida das SPEs maior ou igual a 1,3, durante a vigência do contrato.
- Manutenção anual do Índice de Cobertura do Serviço da Dívida Consolidado maior ou igual a 1,3, apurado nas demonstrações financeiras consolidadas da controlada Turbina 16, durante a vigência do contrato.

FINEM XI e FINEM XXIV

- Manutenção de índice de dívida bancária líquida/EBITDA menor ou igual a 3,75 e apurado nas demonstrações financeiras consolidadas anuais da Companhia.

FINEM XII

- Manutenção anual do índice de cobertura do serviço da dívida das controladas indiretas Campo dos Ventos II Energias Renováveis S.A., SPE Macacos Energia S.A., SPE Costa Branca Energia S.A., SPE Juremas Energia S.A. e SPE Pedra Preta Energia S.A. maior ou igual a 1,3, após o início de amortização;
- Manutenção anual do índice de cobertura do serviço da dívida Consolidado maior ou igual a 1,3 apurado nas demonstrações financeiras consolidadas da Eólica Holding S.A., após o início de amortização.

FINEM XIV

- Manutenção semestral do Índice de Capital Próprio (ICP), definido pela relação Patrimônio Líquido sobre o Ativo Total, igual ou superior a 30% do investimento total do projeto, bem como Índice de Cobertura do Serviço da dívida igual ou maior a 1,3 durante o período de amortização.

Em junho de 2015, a Companhia obteve do BNDES a dispensa para apuração dos dois índices acima, referente ao semestre findo em 30 de junho de 2015.

FINEM XV e FINEM XVI

- Manutenção trimestral do Índice de Capitalização Própria (ICP) igual ou superior a 25% (vinte e cinco por cento), definido como a razão entre o Patrimônio Líquido e o Ativo Total;
- Manutenção trimestral do Índice de Cobertura do Serviço da Dívida de, no mínimo 1,2, durante o período de amortização.

FINEM XVII

- Manutenção anual do Índice de Cobertura da Dívida - ICSD igual ou maior a 1,2 durante o período de amortização.
- Manutenção anual do Índice de Cobertura do Serviço da Dívida Consolidado maior ou igual a 1,3, apurado nas demonstrações financeiras consolidadas da Desa Eólicas.

FINEM XIX, FINEM XX, FINEM XXI e FINEM XXII

- Manutenção de Índice de Cobertura do Serviço da Dívida maior ou igual a 1,2 durante a vigência do contrato.
- Manutenção de Índice de Dívida Líquida/EBITDA menor ou igual a 6,0 em 2014, 5,6 em 2015, 4,6 em 2016 e 3,75 em 2017 em diante e apurado nas demonstrações financeiras consolidadas da CPFL Renováveis, durante a vigência do contrato.
- Manutenção de Índice de Patrimônio Líquido/(Patrimônio Líquido + Dívidas Líquidas) maior ou igual a 0,41 nos anos de 2014 a 2016 e 0,45 em 2017 e em diante, apurado nas demonstrações financeiras consolidadas da CPFL Renováveis, durante a vigência do contrato.

Em dezembro de 2014 a Companhia obteve do BNDES a dispensa para apuração do ICSD e do Índice de Dívida Líquida/EBITDA de cumprimento obrigatório por parte da controladora, referente ao exercício findo em 31 de dezembro de 2014.

Em dezembro de 2015 a Companhia obteve do BNDES a anuência para descumprimento do ICSD sem que seja declarado o vencimento antecipado da dívida, referente ao exercício findo em 31 de dezembro de 2015.

HSBC

- A partir de 2014 há a obrigação de manter a relação entre Dívida Líquida e EBITDA inferior a 4,50 em junho de 2014, 4,25 em dezembro de 2014, 4,00 em junho de 2015 e 3,50 nos demais semestres até a quitação.

NIB

- Manutenção semestral de Índice de Cobertura da Dívida em 1,2 vezes;
- Manutenção do coeficiente de endividamento igual ou inferior a 70%;
- Manutenção de Índice de cobertura da duração do financiamento maior ou igual a 1,7.

Banco do Brasil

- Manutenção anual do Índice de Cobertura do Serviço da Dívida de, no mínimo, 1,2, durante o período de amortização.

Captações em moeda estrangeira - Bank of America Merrill Lynch (exceto CPFL Piratininga), J.P Morgan (exceto RGE^(*)), Citibank, Morgan Stanley, Scotiabank, Banco de Tokyo Mitsubishi, Santander (exceto CPFL Energia), Sumitomo, Mizuho, HSBC e BNP Paribas (Lei 4.131)

As captações em moeda estrangeira realizadas através da Lei 4.131 estão sujeitas a certas condições restritivas, contemplando cláusulas que requerem da Companhia a manutenção de determinados índices financeiros em parâmetros pré-estabelecidos, calculados semestralmente.

Os índices exigidos são os seguintes: (i) Endividamento líquido dividido pelo EBITDA, menor ou igual a 3,75 e (ii) EBITDA dividido pelo resultado financeiro maior ou igual a 2,25.

(*) Empréstimo com saldo de R\$ 139.466 em 31 de dezembro de 2015 e vencimento em 22 de fevereiro de 2016.

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

Diversos empréstimos e financiamentos das controladas diretas e indiretas estão sujeitos à antecipação de seus vencimentos no caso de alterações na estrutura societária da Companhia ou na estrutura societária das controladas 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 Companhia.

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

(18) DEBÊNTURES E ENCARGOS DE DEBÊNTURES

		Consolidado							
		31/12/2015			31/12/2014				
		Encargos circulante e não circulante	Circulante	Não circulante	Total	Encargos circulante e não circulante	Circulante	Não circulante	Total
Controladora									
4ª Emissão	Série única	-	-	-	-	15.020	1.290.000	-	1.305.020
CPFL Paulista									
6ª Emissão	Série única	47.292	-	660.000	707.292	38.673	-	660.000	698.673
7ª Emissão	Série única	29.546	-	505.000	534.546	24.291	-	505.000	529.291
		76.838	-	1.165.000	1.241.838	62.964	-	1.165.000	1.227.964
CPFL Piratininga									
3ª Emissão	Série única	-	-	-	-	7.571	260.000	-	267.571
6ª Emissão	Série única	7.882	-	110.000	117.882	6.446	-	110.000	116.446
7ª Emissão	Série única	13.749	-	235.000	248.749	11.304	-	235.000	246.304
		21.631	-	345.000	366.631	25.320	260.000	345.000	630.320
RGE									
6ª Emissão	Série única	35.828	-	500.000	535.828	29.298	-	500.000	529.298
7ª Emissão	Série única	9.946	-	170.000	179.946	8.177	-	170.000	178.177
		45.774	-	670.000	715.774	37.475	-	670.000	707.475
CPFL Santa Cruz									
1ª Emissão	Série única	568	-	65.000	65.568	480	-	65.000	65.480
CPFL Brasil									
2ª Emissão	Série única	2.794	-	228.000	230.794	2.346	-	228.000	230.346
CPFL Geração									
3ª Emissão	Série única	-	-	-	-	7.687	264.000	-	271.687
5ª Emissão	Série Única	13.382	-	1.092.000	1.105.382	11.236	-	1.092.000	1.103.236
6ª Emissão	Série única	23.531	-	460.000	483.531	19.446	-	460.000	479.446
7ª Emissão	Série única	16.770	-	635.000	651.770	13.739	-	635.000	648.739
8ª Emissão	Série única	3.153	-	80.024	83.177	2.903	-	72.390	75.293
		56.835	-	2.267.024	2.323.859	55.012	264.000	2.259.390	2.578.401
CPFL Renováveis									
1ª Emissão - SIIF (*)	1ª a 12ª Série	788	38.965	467.577	507.329	798	36.640	476.329	513.767
1ª Emissão - PCH Holding 2	Série única	616	8.701	140.792	150.109	57.991	8.701	149.492	216.184
1ª Emissão - Renováveis	Série única	6.579	43.000	365.500	415.079	5.795	21.500	408.500	435.795
2ª Emissão - Renováveis	Série única	11.894	-	300.000	311.894	9.603	-	300.000	309.603
3ª Emissão - Renováveis	Série única	4.589	-	296.000	300.589	-	-	-	-
1ª Emissão - WF2	Série única	-	-	-	-	2.984	30.000	-	32.984
2ª Emissão - WF2	Série única	-	-	-	-	10.582	132.000	-	142.582
1ª Emissão - DESA	Série única	862	17.500	17.500	35.862	716	-	35.000	35.716
2ª Emissão - DESA	Série única	16.487	-	65.000	81.487	6.022	-	65.000	71.022
1ª Emissão - T16	Série única	1.810	277.200	-	279.010	-	-	-	-
1ª Emissão - Campos dos Ventos V	Série única	374	42.000	-	42.374	-	-	-	-
1ª Emissão - Santa Úrsula	Série única	275	30.800	-	31.075	-	-	-	-
		44.274	458.165	1.652.369	2.154.808	94.491	228.841	1.434.321	1.757.653
Gastos com emissão (**)									
		-	-	(28.842)	(28.842)	-	(766)	(30.311)	(31.077)
		248.714	458.165	6.363.552	7.070.430	293.108	2.042.075	6.136.400	8.471.583

(*) Estas debêntures podem ser conversíveis em ações e, portanto, são consideradas no cálculo do efeito dilutivo para o lucro por ação (nota 26)

(**) Conforme CPC 08/IAS 39 referem-se aos custos de captação diretamente atribuíveis a emissão das respectivas dívidas.

		Quantidade em circulação	Remuneração anual	Taxa efetiva a.a.	Condições de amortização	Garantias
Controladora						
4ª Emissão	Série única	129.000	CDI + 0,40%	CDI + 0,51%	Parcela única em maio de 2015	Quirografia
CPFL Paulista						
6ª Emissão	Série única	660	CDI + 0,8% (2)	CDI + 0,87%	03 parcelas anuais a partir de julho de 2017	Fiança da CPFL Energia
7ª Emissão	Série única	50.500	CDI + 0,83% (3)	CDI + 0,89%	04 parcelas anuais a partir de fevereiro de 2018	Fiança da CPFL Energia
CPFL Piratininga						
3ª Emissão	Série única	260	107% do CDI	108,23% do CDI	Parcela única em abril de 2015	Fiança da CPFL Energia
6ª Emissão	Série única	110	CDI + 0,8% (2)	CDI + 0,91%	03 parcelas anuais a partir de julho de 2017	Fiança da CPFL Energia
7ª Emissão	Série única	23.500	CDI + 0,83% (2)	CDI + 0,89%	04 parcelas anuais a partir de fevereiro de 2018	Fiança da CPFL Energia
RGE						
6ª Emissão	Série única	500	CDI + 0,8% (2)	CDI + 0,88%	03 parcelas anuais a partir de julho de 2017	Fiança da CPFL Energia
7ª Emissão	Série única	17.000	CDI + 0,83% (3)	CDI + 0,88%	04 parcelas anuais a partir de fevereiro de 2018	Fiança da CPFL Energia
CPFL Santa Cruz						
1ª Emissão	Série única	650	CDI + 1,4%	CDI + 1,52%	02 parcelas anuais a partir de junho de 2017	Fiança da CPFL Energia
CPFL Brasil						
2ª Emissão	Série única	2.280	CDI + 1,4%	CDI + 1,48%	02 parcelas anuais a partir de junho de 2017	Fiança da CPFL Energia
CPFL Geração						
3ª Emissão	Série única	264	107% do CDI	108,23% do CDI	Parcela única em abril de 2015	Fiança da CPFL Energia
5ª Emissão	Série Única	10.920	CDI + 1,4%	CDI + 1,48%	2 parcelas anuais a partir de junho de 2017	Fiança da CPFL Energia
6ª Emissão	Série única	46.000	CDI + 0,75% (1)	CDI + 0,75%	03 Parcelas anuais a partir de agosto de 2018	Fiança da CPFL Energia
7ª Emissão	Série única	63.500	CDI + 1,06%	CDI + 1,11%	Parcela única em abril de 2019	Fiança da CPFL Energia
8ª Emissão	Série única	1	IPCA + 5,86% (1)	103,33% do CDI	Parcela única em abril de 2019	Fiança da CPFL Energia
CPFL Renováveis						
1ª Emissão - SLIF (*)	1ª a 12ª Série	432.299.666	TJLP + 1%	TJLP + 1% + 0,6%	39 parcelas semestrais a partir de 2009	Alienação Fiduciária
1ª Emissão - PCH Holding 2	Série única	1.581	CDI + 1,6%	CDI + 1,8%	9 parcelas anuais a partir de junho de 2015	Fiança da CPFL Renováveis
1ª Emissão - Renováveis	Série única	43.000	CDI + 1,7%	CDI + 1,82%	Parcelas anuais a partir de maio de 2015	Cessão Fiduciária dos dividendos da BVP e PCH Holding
2ª Emissão - Renováveis	Série única	300.000	114,0% do CDI	115,43% do CDI	5 parcelas anuais a partir de junho de 2017	Quirografia
3ª Emissão - Renováveis	Série única	29.600	117,25% do CDI	120,64% do CDI	Parcela única em maio de 2020	Quirografia
1ª Emissão - WF2	Série única	12	CDI + 1,5%	CDI + 1,5%	Parcela única em março de 2015	Quirografia
2ª Emissão - WF2	Série única	20	CDI + 2%	CDI + 2%	Parcela única em novembro de 2015	Quirografia
1ª Emissão - DESA	Série única	20	CDI + 1,75%	CDI + 1,75%	3 parcelas semestrais a partir de maio de 2016	Quirografia
2ª Emissão - DESA	Série única	65	CDI + 1,34%	CDI + 1,34%	3 parcelas semestrais a partir de abril de 2018	Quirografia
1ª Emissão - T16	Série única	27.720	112,75% do CDI	116,94% do CDI	Parcela única em dezembro de 2016	Fiança da CPFL Renováveis
1ª Emissão - Campos dos Ventos V	Série única	4.200	112,75% do CDI	116,94% do CDI	Parcela única em dezembro de 2016	Fiança da CPFL Renováveis
1ª Emissão - Santa Úrsula	Série única	3.080	112,75% do CDI	116,94% do CDI	Parcela única em dezembro de 2016	Fiança da CPFL Renováveis

As controladas possuem swap convertendo o componente pré-fixado dos juros da operação para variação de taxa de juros em reais, correspondente a:

(1) 100,15% a 106,9% do CDI

(2) 107% a 107,9% do CDI

(3) 108% a 108,1% do CDI

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

Vencimento	Consolidado
2017	1.207.228
2018	1.765.358
2019	1.910.981
2020	667.147
2021	445.574
2022 a 2026	308.680
2027 a 2031	58.585
Total	6.363.552

Principais adições no exercício

Empresa	Emissão	Quantidade emitida	Montantes R\$ mil		Pagamento de juros	Destinação dos recursos
			Liberado em 2015	Liberado líquido dos gastos de emissão		
CPFL Renováveis - controladora	3a emissão - Série única	29.600	296.000	293.596	Semestralmente	Mudança no perfil de dívidas e melhora na liquidez
CPFL Renováveis - T-16	1a emissão - Série única	27.720	277.200	275.659	Semestralmente	Necessidades de aporte de recursos em projetos
CPFL Renováveis - Campo dos Ventos V	1a emissão - Série única	4.200	42.000	41.757	Semestralmente	Necessidades de aporte de recursos em projetos
CPFL Renováveis - Santa Úrsula	1a emissão - Série única	3.080	30.800	30.618	Semestralmente	Necessidades de aporte de recursos em projetos
			<u>646.000</u>	<u>641.629</u>		

Condições restritivas

As debêntures estão sujeitas a certas condições restritivas, contemplando cláusulas que requerem da Companhia e de suas controladas a manutenção de determinados índices financeiros em parâmetros pré-estabelecidos. Os principais índices são os seguintes:

CPFL Paulista (6ª e 7ª emissões), CPFL Piratininga (6ª e 7ª emissões), RGE (6ª e 7ª emissões), CPFL Geração (5ª, 6ª, 7ª e 8ª emissões), CPFL Brasil e CPFL Santa Cruz

Manutenção, pela Companhia, dos seguintes índices:

- Endividamento líquido dividido pelo EBITDA, menor ou igual a 3,75;
- EBITDA dividido pelo Resultado Financeiro maior ou igual a 2,25;

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

CPFL Renováveis

As emissões de debêntures vigentes no exercício findo em 31 de dezembro de 2015 contemplam cláusulas que requerem da controlada CPFL Renováveis a manutenção dos seguintes índices financeiros:

1ª emissão CPFL Renováveis:

- Índice de cobertura do serviço da dívida operacional maior ou igual a 1,00;
- Índice de Cobertura do Serviço da Dívida maior ou igual a 1,05;
- Índice de Dívida Líquida dividido pelo EBITDA menor ou igual a 5,6 em 2015, 5,4 em 2016, 4,6 em 2017, 4,0 em 2018 e 2019 e 3,75 a partir de 2020;
- EBITDA dividido pela Despesa Financeira Líquida maior ou igual a 1,75

A controlada obteve anuência dos debenturistas para os descumprimentos abaixo:

- Índice de Cobertura do Serviço da Dívida Operação referente a apuração de junho de 2015, por meio de Assembleia Geral de Debenturistas, realizada em 30 de junho de 2015.
- Índice de Cobertura do Serviço da Dívida referente a apuração de dezembro de 2015, por meio de Assembleia Geral de Debenturistas, realizada em 21 de dezembro de 2015.

2ª emissão CPFL Renováveis

- Índice de Dívida Líquida dividido pelo EBITDA menor ou igual a 5,6 em 2015, 5,4 em 2016, 4,6 em 2017, 4,0 em 2018 e 2019 e 3,75 a partir de 2020.

3ª emissão – CPFL Renováveis

- Índice de Dívida Líquida dividido pelo EBITDA inferior ou igual a 5,6 em 2015, 5,4 em 2016, 4,6 em 2017, 4,0 em 2018 e 2019 e 3,75 a partir de 2020.

1ª emissão controlada indireta PCH Holding 2 S.A:

- Índice de Cobertura do Serviço da Dívida da controlada Santa Luzia maior ou igual a 1,2 a partir de setembro de 2014;
- Índice de Dívida Líquida dividido pelo EBITDA inferior ou igual a 5,6 em 2015, 5,4 em 2016, 4,6 em 2017, 4,0 em 2018 e 2019 e 3,75 a partir de 2020.

2ª emissão – Dobrevê Energia S/A (DESA):

- Índice de Dívida Líquida dividido pelo Dividendos Recebidos menor ou igual a 5,5 em 2014, 5,5 em 2015, 4,0 em 2016, 3,5 em 2017 e 3,5 em 2018.

1ª emissão – T-16 (Turbina 16 Energia):

- Índice de Dívida Líquida dividido pelo EBITDA consolidado menor ou igual a 5,6 em 2015.

1ª emissão – Campos dos Ventos V Energias Renováveis:

- Índice de Dívida Líquida dividido pelo EBITDA consolidado menor ou igual a 5,6 em 2015.

1ª emissão – Santa Úrsula Energias Renováveis:

- Índice de Dívida Líquida dividido pelo EBITDA consolidado menor ou igual a 5,6 em 2015.

Diversas debêntures das controladas e empreendimentos controlados em conjunto estão sujeitas à antecipação de seus vencimentos no caso de alterações na estrutura societária da Companhia ou na estrutura societária das controladas 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 Companhia.

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

(19) ENTIDADE DE PREVIDÊNCIA PRIVADA

As controladas mantêm Planos de Suplementação de Aposentadoria e Pensões para seus empregados com as seguintes características:

19.1 Características

CPFL Paulista

Atualmente vigora, para os funcionários da controlada CPFL Paulista através da Fundação CESP um Plano de Benefício Misto, com as seguintes características:

- (i) Plano de Benefício Definido (“BD”) - vigente até 31 de outubro de 1997 - plano de benefício saldado que concede um Benefício Suplementar Proporcional Saldado (“BSPS”), na forma de renda vitalícia reversível em pensão, aos participantes inscritos em data anterior a 31 de outubro de 1997, 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. A responsabilidade total pela cobertura das insuficiências atuariais desse Plano é da controlada.
- (ii) Adoção de um modelo misto, a partir de 1º de novembro de 1997, que contempla:
 - Os benefícios de risco (invalidez e morte) no conceito de benefício definido, em que a responsabilidade pela cobertura das insuficiências atuariais desse Plano é da controlada, e
 - As aposentadorias programáveis, no conceito de contribuição variável que consiste em um plano previdenciário que, até a concessão da renda, é do tipo contribuição definida, não gerando qualquer responsabilidade atuarial para a controlada. 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 controlada.

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

CPFL Piratininga

A controlada CPFL Piratininga, no contexto do processo de cisão da Bandeirante Energia S.A. (empresa predecessora da controlada), 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 2 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:

- (i) 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 controlada.
- (ii) 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 controlada e os participantes.
- (iii) 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 controlada. 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 controlada.

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

RGE

Plano do tipo benefício definido com nível de benefício igual a 100% da média corrigida dos últimos salários, descontado o benefício presumido da Previdência Social, com um Ativo Líquido Segregado administrado pela ELETROCEEE. Este benefício é de direito somente para os empregados que tiveram os contratos de trabalho sub-rogados da CEEE para RGE. Para os colaboradores admitidos a partir de 1997, foi implantado em janeiro de 2006, o plano de previdência privada junto ao Bradesco Vida e Previdência, estruturado na modalidade de contribuição definida.

CPFL Santa Cruz

O plano de benefícios da controlada CPFL Santa Cruz, administrado pelo BB Previdência - Fundo de Pensão do Banco do Brasil está estruturado na modalidade de contribuição definida.

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

Em dezembro de 2005, as companhias aderiram ao plano de previdência privada denominado CMSPREV, administrado pela IHPREV Fundo de Pensão. O plano está estruturado na modalidade de contribuição definida.

CPFL Geração

Os funcionários da controlada CPFL Geração participam do mesmo plano da CPFL Paulista.

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.

19.2 Movimentações dos planos de benefício definido

	31/12/2015				
	CPFL Paulista	CPFL Piratininga	CPFL Geração	RGE	Total passivo
Valor presente das obrigações atuariais com cobertura	3.793.259	961.329	90.609	278.985	5.124.182
Valor justo dos ativos do plano	(3.355.589)	(951.021)	(80.332)	(287.202)	(4.674.144)
Valor presente das obrigações (valor justo dos ativos) líquidos	437.670	10.308	10.277	(8.217)	450.038
Efeito do limite máximo de reconhecimento de ativo (asset ceiling)	-	-	-	8.217	8.217
Passivo atuarial líquido reconhecido no balanço	437.670	10.308	10.277	-	458.255

	31/12/2014				
	CPFL Paulista	CPFL Piratininga	CPFL Geração	RGE	Total passivo
Valor presente das obrigações atuariais com cobertura	3.820.563	986.972	88.621	279.283	5.175.439
Valor justo dos ativos do plano	(3.315.422)	(913.589)	(85.360)	(273.019)	(4.587.390)
Valor presente das obrigações líquidas, reconhecido no balanço	505.140	73.383	3.261	6.264	588.048

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

	CPFL Paulista	CPFL Piratininga	CPFL Geração	RGE	Total passivo
Valor presente das obrigações atuariais em 31/12/2013	3.599.853	919.441	82.167	245.371	4.846.832
Custo do serviço corrente bruto	1.160	3.937	152	(43)	5.206
Juros sobre obrigação atuarial	404.925	104.090	9.250	27.748	546.013
Contribuições de participantes vertidas no ano	14	1.700	-	783	2.497
Perda (ganho) atuarial: efeito da alteração de premissas demográficas	35.892	10.484	1.113	4.379	51.868
Perda (ganho) atuarial: efeito de premissas financeiras	89.187	16.695	3.089	19.387	128.358
Benefícios pagos no ano	(310.468)	(69.375)	(7.150)	(18.342)	(405.335)
Valor presente das obrigações atuariais em 31/12/2014	3.820.563	986.972	88.621	279.283	5.175.439
Custo do serviço corrente bruto	1.183	3.733	160	(131)	4.945
Juros sobre obrigação atuarial	425.465	110.425	9.944	31.490	577.324
Contribuições de participantes vertidas no ano	12	1.842	-	611	2.465
Perda (ganho) atuarial: efeito da alteração de premissas demográficas	(226)	(614)	(12)	(6)	(858)
Perda (ganho) atuarial: efeito de premissas financeiras	(98.399)	(70.590)	(400)	(11.884)	(181.273)
Benefícios pagos no ano	(355.339)	(70.439)	(7.704)	(20.378)	(453.860)
Valor presente das obrigações atuariais em 31/12/2015	3.793.259	961.329	90.609	278.985	5.124.182

	CPFL Paulista	CPFL Piratininga	CPFL Geração	RGE	Total ativo
Valor justo dos ativos dos planos em 31/12/2013	(3.235.768)	(874.546)	(83.309)	(242.325)	(4.435.948)
Rendimento esperado no ano	(365.720)	(100.048)	(9.459)	(27.961)	(503.188)
Contribuições de participantes vertidas no ano	(14)	(1.700)	-	(783)	(2.497)
Contribuições de patrocinadoras	(85.024)	(24.930)	(1.809)	(7.421)	(119.184)
Perda (ganho) atuarial	60.636	18.260	2.067	(12.871)	68.092
Benefícios pagos no ano	310.468	69.375	7.150	18.342	405.335
Valor justo dos ativos dos planos em 31/12/2014	(3.315.422)	(913.589)	(85.360)	(273.019)	(4.587.390)
Rendimento esperado no ano	(375.527)	(105.413)	(9.691)	(31.686)	(522.317)
Contribuições de participantes vertidas no ano	(12)	(1.842)	-	(611)	(2.465)
Contribuições de patrocinadoras	(81.111)	(22.936)	(1.687)	(7.593)	(113.327)
Perda (ganho) atuarial	61.144	22.320	8.702	5.329	97.495
Benefícios pagos no ano	355.339	70.439	7.704	20.378	453.860
Valor justo dos ativos dos planos em 31/12/2015	(3.355.589)	(951.021)	(80.332)	(287.202)	(4.674.144)

19.3 Movimentações dos ativos e passivos registrados

As movimentações ocorridas no passivo líquido são as seguintes:

	CPFL Paulista	CPFL Piratininga	CPFL Geração	RGE	Total passivo
Passivo atuarial líquido em 31/12/2013	364.085	44.895	-	3.046	412.026
Despesas (receitas) reconhecidas na demonstração do resultado	40.365	7.979	77	(256)	48.165
Contribuições da patrocinadora vertidas no exercício	(85.024)	(24.930)	(1.809)	(7.421)	(119.184)
Perda (ganho) atuarial: efeito da alteração de premissas demográficas	35.892	10.484	1.113	4.379	51.868
Perda (ganho) atuarial: efeito de premissas financeiras	149.823	34.955	3.880	6.515	195.173
Passivo atuarial líquido em 31/12/2014	505.140	73.383	3.261	6.264	588.048
Outras contribuições	15.171	456	65	20	15.712
Total Passivo/(Ativo)	520.311	73.839	3.326	6.284	603.760
Circulante					85.374
Não Circulante					518.386

	CPFL Paulista	CPFL Piratininga	CPFL Geração	RGE	Total passivo
Passivo atuarial líquido em 31/12/2014	505.140	73.383	3.261	6.264	588.048
Despesas (receitas) reconhecidas na demonstração do resultado	51.121	8.745	413	(95)	60.184
Contribuições da patrocinadora vertidas no exercício	(81.111)	(22.936)	(1.687)	(7.593)	(113.327)
Perda (ganho) atuarial: efeito da alteração de premissas demográficas	(226)	(614)	(12)	(6)	(858)
Perda (ganho) atuarial: efeito de premissas financeiras	(37.254)	(48.270)	8.302	(6.555)	(83.777)
Efeito no limite máximo de reconhecimento de ativo	-	-	-	7.984	7.984
Passivo atuarial líquido em 31/12/2015	437.670	10.308	10.277	-	458.255
Outras contribuições	16.149	526	63	127	16.865
Total passivo	453.819	10.834	10.340	127	475.120
Circulante					802
Não Circulante					474.318

19.4 Contribuições e benefícios esperados

As contribuições esperadas aos planos para o exercício de 2016 estão apresentadas a seguir:

	2016
CPFL Paulista	62.571
CPFL Piratininga	16.341
CPFL Geração	1.331
RGE	8.345
Total	88.588

As controladas negociaram com a Fundação Cesp carência no valor de pagamento do principal das contribuições mensais dos respectivos planos 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 pelas fundações nos próximos 10 anos estão apresentados a seguir:

	2016	2017	2018	2019	2020 a 2025	Total
CPFL Paulista	346.646	363.011	378.559	395.620	2.695.839	4.179.675
CPFL Piratininga	75.159	79.392	84.152	89.863	654.350	982.916
CPFL Geração	8.214	8.596	8.945	9.343	64.037	99.135
RGE	23.026	24.697	25.965	27.382	193.557	294.627
Total	453.045	475.696	497.621	522.208	3.607.783	5.556.353

Em 31 de dezembro de 2015, a duração média da obrigação do benefício definido foi de 8,3 anos para a CPFL Paulista, 9,6 anos para a CPFL Piratininga, 8,4 anos para a CPFL Geração e 9,1 anos para a RGE.

19.5 Reconhecimento das receitas e despesas 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 estimadas				
	CPFL Paulista	CPFL Piratininga	CPFL Geração	RGE	Consolidado
Custo do serviço	761	2.509	68	16	3.354
Juros sobre obrigações atuariais	458.646	117.039	10.960	33.889	620.534
Rendimento esperado dos ativos do plano	(407.158)	(116.891)	(9.742)	(35.488)	(569.279)
Amortização de (ganho)/perda atuariais não reconhecidas	-	-	-	1.041	1.041
Total da despesa (receita)	52.249	2.657	1.286	(542)	55.650

	2015 realizadas				
	CPFL Paulista	CPFL Piratininga	CPFL Geração	RGE	Consolidado
Custo do serviço	1.183	3.733	160	(131)	4.945
Juros sobre obrigações atuariais	425.465	110.425	9.944	31.490	577.324
Rendimento esperado dos ativos do plano	(375.527)	(105.413)	(9.691)	(31.686)	(522.317)
Amortização de (ganho)/perda atuariais não reconhecidas	-	-	-	232	232
Total da despesa (receita)	51.121	8.745	413	(95)	60.184

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

	31/12/2015	31/12/2014
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%.

19.6 Ativos do plano

As tabelas abaixo demonstram a alocação (por segmento de ativo) dos ativos dos planos de pensão do Grupo CPFL, em 31 de dezembro de 2015 e de 2014, administrados pela Fundação CESP e ELETROCEEE. 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 pelos planos é como segue:

	Ativos administrados pela Fundação CESP								Ativos administrados pela ELETROCEEE			
	CPFL Paulista e CPFL Geração				CPFL Piratininga				RGE			
	Cotados em mercado ativo		Não cotados em mercado ativo		Cotados em mercado ativo		Não cotados em mercado ativo		Cotados em mercado ativo		Não cotados em mercado ativo	
	2015	2014	2015	2014	2015	2014	2015	2014	2015	2014	2015	2014
Renda fixa	80%	75%	-	-	84%	78%	-	-	73%	61%	-	-
Títulos públicos federais	57%	65%	-	-	54%	65%	-	-	56%	42%	-	-
Títulos privados (instituições financeiras)	5%	5%	-	-	10%	9%	-	-	4%	5%	-	-
Títulos privados (instituições não financeiras)	1%	1%	-	-	1%	2%	-	-	5%	8%	-	-
Fundos de investimento multimercado	16%	2%	-	-	19%	2%	-	-	8%	6%	-	-
Outros investimentos de renda fixa	1%	2%	-	-	-	0%	-	-	-	-	-	-
Renda variável	13%	18%	-	-	12%	18%	-	-	14%	24%	-	-
Ações da CPFL Energia	5%	6%	-	-	4%	5%	-	-	-	-	-	-
Fundos de investimento em ações	8%	12%	-	-	8%	13%	-	-	14%	24%	-	-
Investimentos estruturados	-	-	-	-	-	-	-	-	11%	14%	-	-
Fundos de participação	-	-	-	-	-	-	-	-	10%	12%	-	-
Fundos imobiliários	-	-	-	-	-	-	-	-	1%	1%	-	-
Fundos de investimento multimercado	-	-	-	-	-	-	-	-	0%	1%	-	-
Imóveis	-	-	4%	4%	-	-	2%	2%	-	-	1%	1%
Operações com participantes	-	-	2%	2%	-	-	2%	2%	-	-	1%	1%
Outros ativos	-	-	1%	1%	-	-	-	0%	-	-	-	-
Depósitos judiciais e outros	-	-	1%	1%	-	-	-	0%	-	-	-	-
	93%	93%	7%	7%	96%	96%	4%	4%	98%	98%	2%	2%

Não há propriedades ocupadas pela Companhia entre os ativos do plano. O valor justo das ações apresentadas na linha "Ações da CPFL Energia" nos ativos gerenciados pela Fundação CESP é de R\$ 245.380 em 31 de dezembro de 2015 (R\$ 288.061 em 31 de dezembro de 2014).

	Meta 2016		
	Fundação CESP		Fundação ELETROCEEE
	CPFL Paulista e CPFL Geração	CPFL Piratininga	RGE
Renda fixa	81,0%	83,9%	81,0%
Renda variável	11,2%	9,8%	14,0%
Imóveis	3,9%	1,8%	1,0%
Empréstimos e financiamentos	1,5%	1,8%	1,0%
Investimentos estruturados	0,2%	0,3%	3,0%
Investimentos no exterior	2,1%	2,4%	0,0%
	100,0%	100,0%	100,0%

A meta de alocação para 2016 foi baseada nas recomendações de alocação de ativos da Fundação CESP e ELETROCEEE, 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 ELETROCEEE também se utiliza desta ferramenta.

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.

19.7 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 / IFRS 19.

Abaixo temos demonstrados os efeitos na obrigação de benefício definido caso a taxa de desconto fosse 0,25 pontos percentuais mais alta (baixa) e caso a expectativa de vida aumentasse (diminuisse) em um ano para homens e mulheres:

	<u>CPFL Paulista</u>	<u>CPFL Piratininga</u>	<u>CPFL Geração</u>	<u>RGE</u>	<u>Obrigação do benefício definido</u>
Obrigação do benefício definido	3.793.259	961.329	90.609	278.985	5.124.182

<u>Premissas</u>	<u>Premissa laudo (A)</u>	<u>Aumento / (redução) (B)</u>	<u>Projetado (A+B)</u>	<u>CPFL Paulista</u>	<u>CPFL Piratininga</u>	<u>CPFL Geração</u>	<u>RGE</u>	<u>Aumento / (redução) total da obrigação do benefício definido</u>
Taxa de desconto nominal (a.a.)	12,67%	-0,25% 0,25%	12,42% 12,92%	79.544 (76.589)	23.406 (22.423)	1.929 (1.855)	6.412 (6.155)	111.291 (107.022)
Expectativa de vida (anos)	AT-2000(-10)	-1 ano +1 ano		(63.988) 62.082	(12.079) 11.584	(1.485) 1.446	(3.659) 3.508	(81.211) 78.620

19.8 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, IPCA 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 e a Fundação Eletroceee utilizam, 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 e da Fundação Eletroceee impõem 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.

(20) TAXAS REGULAMENTARES

	Consolidado	
	31/12/2015	31/12/2014
Componentes financeiros e recursos hídricos	2.482	1.676
Reserva global de reversão - RGR	17.446	15.993
Taxa de fiscalização da ANEEL - TFSEE	1.764	1.553
Conta de desenvolvimento energético - CDE	526.196	24.570
FUST e FUNTEL	3	2
Bandeiras tarifárias e outros	304.127	-
Total	852.017	43.795

Conta de desenvolvimento energético – CDE – Refere-se à (i) quota anual de CDE para o exercício de 2015 no montante de R\$ 401.347 (R\$ 24.570 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\$ 45.618 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\$ 79.231. As controladas efetuaram a compensação do montante a pagar de CDE e o contas a receber – aporte de CDE (nota 12) a partir de setembro de 2015, tendo em vista que os Recibos de Quitação da Eletrobrás no montante de R\$ 814.850 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 (“CCRB”) (nota 27.5).

(21) IMPOSTOS, TAXAS E CONTRIBUIÇÕES

	Consolidado	
	31/12/2015	31/12/2014
Imposto sobre circulação de mercadorias e serviços - ICMS	384.151	266.489
Programa de integração social - PIS	33.199	15.096
Contribuição para financiamento da seguridade social - COFINS	159.317	69.701
Imposto de renda pessoa jurídica - IRPJ	30.751	35.304
Contribuição social sobre o lucro líquido - CSLL	12.498	22.242
Outros	33.427	27.434
Total	653.342	436.267

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

	Consolidado			
	31/12/2015		31/12/2014	
	Provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas	Depósitos judiciais	Provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas	Depósitos judiciais
Trabalhistas				
Diversos	171.989	78.345	125.641	82.857
Cíveis				
Diversos	194.530	112.909	185.741	120.696
Fiscais				
FINSOCIAL	29.917	84.092	27.585	77.576
Imposto de renda	138.524	886.271	120.054	829.589
Outras	15.920	63.600	23.480	51.755
	<u>184.362</u>	<u>1.033.964</u>	<u>171.119</u>	<u>958.920</u>
Outros	18.654	2.310	25.650	4
Total	<u><u>569.534</u></u>	<u><u>1.227.527</u></u>	<u><u>508.151</u></u>	<u><u>1.162.477</u></u>

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

	Consolidado					Saldo em 31/12/2015
	Saldo em 31/12/2014	Adições	Reversões	Pagamentos	Atualização monetária	
Trabalhistas	125.641	202.844	(63.330)	(113.380)	20.215	171.989
Cíveis	185.741	138.947	(53.723)	(117.432)	40.996	194.530
Fiscais	171.119	8.968	(2.861)	(6.099)	13.234	184.362
Outros	25.650	3.255	(1.556)	(10.601)	1.905	18.654
	<u>508.151</u>	<u>354.015</u>	<u>(121.469)</u>	<u>(247.512)</u>	<u>76.349</u>	<u>569.534</u>

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

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

a. **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).

b. **Cíveis**

Danos pessoais - Referem-se, principalmente, a pleitos de indenizações relacionados a acidentes ocorridos na rede elétrica das controladas, 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".

c. Fiscais

FINSOCIAL - Refere-se a questionamento judicial quanto à majoração de alíquota e cobrança do FINSOCIAL no período de junho de 1989 a outubro de 1991 na controlada CPFL Paulista.

Imposto de renda - Na controlada CPFL Piratininga, a provisão de R\$ 129.907 (R\$ 120.094 em 31 de dezembro de 2014) refere-se à 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 decorrente da operação dos negócios das controladas, relacionados a assuntos fiscais envolvendo INSS, FGTS e SAT.

Perdas possíveis:

A Companhia e suas controladas são 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) R\$ 659.636 trabalhistas (R\$ 459.303 em 31 de dezembro de 2014) representadas basicamente por acidentes de trabalho, adicional de periculosidade, horas extras dentre outros; (ii) R\$ 697.242 cíveis (R\$ 481.575 em 31 de dezembro de 2014), representadas basicamente por danos pessoais, impactos ambientais e majoração tarifária; (iii) R\$ 3.600.368 fiscais (R\$ 3.216.981 em 31 de dezembro de 2014), representadas basicamente por ICMS, FINSOCIAL, PIS e COFINS e Imposto de Renda, sendo uma das principais discussões a dedutibilidade para imposto de renda da despesa reconhecida em 1997 referente ao compromisso assumido relativo ao plano de pensão dos funcionários da controlada CPFL Paulista perante a Fundação CESP no montante estimado de R\$ 1.051.363; e (iv) R\$ 71.514 regulatórias (R\$ 39.739 em 31 de dezembro de 2014).

A perda possível regulatória inclui principalmente a cobrança do encargo de serviço do sistema – ESS, prevista na Resolução CNPE nº 03, de 06 de março de 2013. O montante do risco total é de R\$ 31.282, relacionados principalmente às controladas CPFL Brasil (R\$ 7.117), CPFL Renováveis (R\$ 12.642), Ceraan (R\$ 9.819) e CPFL Jaguari Geração (Paulista Lajeado) (R\$ 2.024).

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 e de suas controladas 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.

Depósitos judiciais – imposto de renda: Do montante total de R\$ 886.271, o montante de R\$ 745.903 (R\$ 703.073 em 31 de dezembro de 2014) refere-se à discussão da dedutibilidade para fins de Tributos Federais de despesa reconhecida no exercício de 1997 referente ao compromisso assumido relativo ao plano de pensão dos funcionários da controlada CPFL Paulista perante a Fundação CESP, em razão de ter sido objeto de renegociação e novação de dívida naquele exercício. A controlada, baseada em consulta à Secretaria da Receita Federal do Brasil (RFB), obteve resposta favorável constante na Nota MF/SRF/COSIT/GAB nº 157 de 09 de abril de 1998, e tomou a dedutibilidade fiscal da despesa, gerando consequentemente prejuízo fiscal naquele exercício. A despeito da resposta favorável da RFB, a controlada foi autuada pelas Autoridades Fiscais e efetuou depósitos judiciais. Em janeiro de 2016, a controlada obteve decisões judiciais que autorizaram a substituição dos depósitos judiciais por garantias financeiras (carta de fiança e seguro garantia), cujos respectivos levantamentos em favor da controlada ocorreram em 2016. Há recurso da Procuradoria da Fazenda Nacional em um dos casos, sem efeito suspensivo, o qual aguarda julgamento pelo Tribunal Regional Federal. Baseada na posição atualizada dos advogados que conduzem este caso, a opinião da Administração é que o risco de perda é possível.

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

(23) USO DO BEM PÚBLICO

Empresas	Consolidado			Taxa de juros
	31/12/2015	31/12/2014	Quantidade de parcelas restantes	
CERAN	92.581	84.992	243	IGP-M + 9,6% a.a.
Circulante	9.457	4.000		
Não circulante	83.124	80.992		

(24) OUTRAS CONTAS A PAGAR

	Consolidado			
	Circulante		Não circulante	
	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014
Consumidores e concessionárias	53.959	49.710	-	-
Programa de eficiência energética - PEE	295.745	267.123	35.597	13.370
Pesquisa e desenvolvimento - P&D	84.943	105.125	36.426	12.389
Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico - FNDCT	4.115	1.469	-	-
Empresa de Pesquisa Energética - EPE	2.065	734	-	-
Fundo de reversão	-	-	17.750	17.750
Adiantamentos	141.228	85.683	10.041	23.849
Provisão para custos socioambientais e desmobilização de ativos	-	-	53.378	49.938
Folha de pagamento	13.136	12.232	-	-
Participação nos lucros	49.227	55.659	5.099	7.413
Convênios de arrecadação	130.282	91.889	-	-
Garantias	-	-	28.531	31.479
Descontos tarifários - CDE	54.749	35.053	-	-
Aquisição de negócios	29.935	70.419	-	16.152
Outros	45.587	60.844	4.326	11.425
Total	904.971	835.941	191.148	183.766

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: As controladas reconheceram 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.

Adiantamentos: referem-se substancialmente a adiantamento de clientes relativo ao faturamento antecipado pela controlada CPFL Renováveis, sem que tenha havido ainda o fornecimento de energia ou serviço.

Provisão para custos socioambientais e desmobilização de ativos: Referem-se principalmente a provisões constituídas pela controlada indireta CPFL Renováveis, relacionadas a licenças socioambientais decorrentes de eventos já ocorridos e obrigações de retirada de ativos decorrentes de exigências contratuais e legais relacionadas a arrendamento de terrenos onde estão localizados os empreendimentos eólicos. Tais custos são provisionados em contrapartida ao ativo imobilizado e serão depreciados ao longo da vida útil remanescente do ativo.

Participação nos lucros: Refere-se principalmente a:

- (i) Em conformidade com o Acordo Coletivo de Trabalho, a Companhia e suas controladas implantaram programa de participação dos empregados nos lucros e resultados, baseado em acordo de metas operacionais e financeiras previamente estabelecidas com os mesmos;

- (ii) Programa de Incentivo a Longo Prazo: refere-se ao Plano de Incentivo de Longo Prazo para Executivos, que consiste na premiação em recursos financeiros, tendo como orientador o comportamento das ações da Companhia no mercado e uma expectativa de valorização, bem como os resultados da empresa, utilizando fórmulas paramétricas de cálculo e concessão de Unidades Virtuais de Valor (UVV). O Plano não contempla a distribuição de ações aos executivos e tão somente as utiliza para fins de monitoramento das expectativas estabelecidas no Plano Estratégico de Longo Prazo da Companhia, também aprovado pelo Conselho de Administração.

O plano vigente tem duração de 2014 a 2020 e prevê as outorgas relativas a 2014, 2015 e 2016. O prazo de vigência é de 6 anos, com carência de dois anos para a primeira conversão de cada outorga anual. O prazo de conversão de cada outorga é gradual, em até 5 anos e em 3 conversões (33/33/34%).

O Programa prevê realização parcial, de acordo com a relação entre a valorização esperada e efetivamente apurada, de acordo com a expectativa do Plano Estratégico, havendo gatilho de resultado mínimo esperado, bem como atingimento superior ao inicialmente projetado, limitado a 150%.

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

Aquisição de negócios: Refere-se, principalmente, a valores registrados pela controlada CPFL Renováveis, relacionados principalmente à aquisição de participação de não controladores, advindos da incorporação da WF2 (nota 13) em 1º de outubro de 2014. Anteriormente à aquisição da WF2 pela CPFL Renováveis, a adquirida havia firmado contrato de compra e venda de ações e outras avenças com os acionistas não controladores da DESA, detentores, naquela data, de 21,14% do capital votante e total da DESA. Mediante referido contrato, os acionistas não controladores da DESA se comprometem em alienar a totalidade de suas ações ao valor total de R\$ 203.000, nos termos e sujeito às condições estabelecidas no contrato. O valor remanescente de R\$ 16.190, em aberto em 31 de dezembro de 2015, vem sendo realizado em cinco parcelas trimestrais, cujo vencimento da última parcela ocorreu em 29 de janeiro de 2016. O valor de cada parcela trimestral será corrigido pela taxa CDI, acrescida de 1,2% ao ano, calculada *pro rata die*.

(25) PATRIMÔNIO LÍQUIDO

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

Acionistas	Quantidade de ações			
	31/12/2015		31/12/2014	
	Ordinárias	Participação %	Ordinárias	Participação %
BB Carteira Livre I FIA	262.698.037	26,45%	288.569.602	29,99
Caixa de Previdência dos Funcionários do Banco do Brasil - Previ	29.756.032	3,00%	477.700	0,05
Camargo Correa S.A.	26.764	0,00%	837.860	0,09
ESC Energia S.A.	234.086.204	23,57%	234.092.930	24,33
Bonaire Participações S.A.	1.238.334	0,12%	1.200.000	0,12
Energia São Paulo FIA	146.463.379	14,75%	141.929.430	14,75
Fundação Petrosbras de Seguridade Social - Petros	1.816.119	0,18%	1.759.900	0,18
Fundação Sistel de Seguridade Social	-	0,00%	19.500	0,00
BNDES Participações S.A.	66.914.177	6,74%	64.842.768	6,74
Antares Holdings Ltda.	16.552.110	1,67%	16.039.720	1,67
Brumado Holdings Ltda.	35.604.273	3,59%	34.502.100	3,59
Membros do Conselho de Administração	-	0,00%	800	0,00
Membros da Diretoria Executiva	105.672	0,01%	102.300	0,01
Demais acionistas	197.753.114	19,91%	177.899.650	18,49
Total	993.014.215	100,00%	962.274.260	100,00

25.1 Aprovação de aumento de capital e bonificação em ações aos acionistas – AGO/E

Na Assembleia Geral Extraordinária de 29 de abril de 2015 foi aprovado o aumento de capital social da CPFL Energia com o objetivo de reforçar a estrutura de capital da Companhia, por meio da capitalização do saldo da Reserva Estatutária de Reforço de Capital de Giro no montante de R\$ 554.888, mediante a

emissão de 30.739.955 ações ordinárias, cuja distribuição foi feita aos acionistas a título de bonificação em ações, nos termos do Artigo 169 da Lei n.º 6.404/76.

25.2 Reserva de capital

Refere-se basicamente ao (i) registro decorrente da combinação de negócios da CPFL Renováveis, no montante de R\$ 228.322 ocorrido em 2011; (ii) efeito da oferta pública de ações da controlada CPFL Renováveis em 2013, no montante de R\$ 59.308, como consequência da redução na participação societária indireta na CPFL Renováveis; (iii) efeito da associação entre CPFL Renováveis e DESA, descrita na nota 13, no montante de R\$ 180.297 em 2014 e (iv) outras movimentações sem alteração no controle de R\$ 155. De acordo com o ICPC 09 (R2) e IFRS 10 / CPC 36, estes efeitos foram reconhecidos como transações entre acionistas e contabilizado diretamente no Patrimônio Líquido.

25.3 Reserva de lucros

É composta por:

- (i) Reserva legal, no montante de R\$ 694.058;
- (ii) Reserva estatutária - ativo financeiro da concessão: as controladas de distribuição registram 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 194 da Lei no 6.404/76, até a realização financeira destes montantes. O saldo final em 31 de dezembro de 2015 é de R\$ 585.451 (R\$ 330.437 em 31 de dezembro de 2014).

25.4 Resultado abrangente acumulado

O resultado abrangente acumulado é composto por:

- (i) Custo atribuído: Refere-se ao registro da mais valia do custo atribuído ao imobilizado das geradoras, no montante de R\$ 457.491;
- (ii) Entidade de previdência privada: o saldo devedor de R\$ 272.171 corresponde aos efeitos registrados diretamente em resultados abrangentes, de acordo com o IAS 19 / CPC 33 (R2).

25.5 Dividendos

A Companhia declarou, no exercício de 2015, o montante de R\$ 205.423 de dividendos mínimos obrigatórios, conforme rege a Lei 6.404/76.

25.6 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.

A proposta de destinação do lucro líquido do exercício está demonstrada no quadro a seguir:

<u>R\$ mil</u>	<u>2015</u>
Lucro líquido do exercício - controladora	864.940
Realização do resultado abrangente	26.119
Dividendos prescritos	5.597
Lucro líquido base para destinação	896.656
Reserva legal	(43.247)
Reserva estatutária - ativo financeiro da concessão	(255.013)
Reserva estatutária - reforço de capital de giro	(392.972)
Dividendos mínimos obrigatórios	(205.423)

Para este exercício, considerando o atual cenário econômico adverso e as incertezas quanto às projeções de mercado das distribuidoras devido a campanhas de eficiência energética e aumentos extraordinários de tarifas ocorridos durante o ano de 2015, a Administração da Companhia está propondo a destinação de R\$ 392.972 à reserva estatutária - reforço de capital de giro.

(26) LUCRO POR AÇÃO

Lucro por ação – básico e diluído

O cálculo do lucro por ação básico e diluído em 31 de dezembro de 2015 e de 2014 foi baseado no lucro líquido atribuível aos acionistas controladores e o número médio ponderado de ações ordinárias em circulação durante os exercícios apresentados. Especificamente para o cálculo do lucro por ação diluído, consideram-se os efeitos dilutivos de instrumentos conversíveis em ações, conforme demonstrado:

	<u>2015</u>	<u>2014</u>
Numerador		
Lucro líquido atribuído aos acionistas controladores	864.940	949.177
Denominador		
Média ponderada de ações em poder dos acionistas	993.014.215 (**)	993.014.215 (**)
Lucro por ação - básico	0,87	0,96
Numerador		
Lucro líquido atribuído aos acionistas controladores	864.940	949.177
Efeito dilutivo de debêntures conversíveis da controlada CPFL Renováveis (*)	(19.811)	(17.265)
Lucro líquido atribuído aos acionistas controladores	<u>845.129</u>	<u>931.912</u>
Denominador		
Média ponderada de ações em poder dos acionistas	993.014.215 (**)	993.014.215 (**)
Lucro por ação - diluído	0,85	0,94

(*) Proporcional ao percentual de participação da Companhia na controlada nos respectivos exercícios.

(**) Considera o evento ocorrido em 29 de abril de 2015, relacionado ao aumento de capital mediante emissão de 30.739.955 ações (nota 25). De acordo com o CPC 41/IAS 33, quando ocorre aumento na quantidade de ações sem aumento nos recursos, o número de ações é ajustado como se o evento tivesse ocorrido no início do período mais antigo apresentado.

O efeito dilutivo do numerador no cálculo de lucro por ação diluído considera os efeitos dilutivos das debêntures conversíveis em ações emitidas por subsidiárias da controlada indireta CPFL Renováveis. Os efeitos foram calculados considerando a premissa de que tais debêntures seriam convertidas em ações ordinárias das controladas no início de cada exercício.

Os efeitos apurados no denominador da controlada indireta CPFL Renováveis do cálculo de lucro por ação diluído oriundos do plano de pagamento baseado em ações da controlada foram considerados antidilutivos em 2015 e 2014. Por este motivo, estes efeitos não foram incluídos no cálculo de cada exercício.

(27) RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA

	Consolidado					
	Nº de Consumidores (*)		GWh (*)		R\$ mil	
	2015	2014	2015	2014	2015	2014
Receita de operações com energia elétrica						
Classe de consumidores						
Residencial	6.906.580	6.732.715	16.164	16.501	9.833.419	6.533.590
Industrial	55.586	56.920	12.748	14.144	5.526.967	3.871.868
Comercial	473.333	483.204	9.259	9.437	5.266.432	3.471.225
Rural	245.238	243.275	2.152	2.326	750.209	496.790
Poderes públicos	51.359	50.538	1.278	1.295	674.530	476.557
Iluminação pública	10.362	9.917	1.649	1.622	573.219	315.072
Serviço público	8.402	8.155	1.797	1.861	879.288	566.719
(-) Transferência da receita de ultrapassagem e excedente de reativos	-	-	-	-	(79.362)	(84.017)
Fornecimento faturado	7.750.860	7.584.724	45.049	47.187	23.424.701	15.647.804
Consumo próprio	-	-	33	34	-	-
Fornecimento não faturado (líquido)	-	-	-	-	202.726	63.142
Encargos emergenciais - ECE/EAAE	-	-	-	-	3	2
(-) Transferência da receita relacionada à disponibilidade da rede elétrica ao consumidor cativo	-	-	-	-	(8.118.085)	(5.464.570)
Fornecimento de energia elétrica	7.750.860	7.584.724	45.082	47.221	15.509.345	10.246.379
Furnas Centrais Elétricas S.A.			3.026	3.026	485.846	477.775
Outras concessionárias, permissionárias e autorizadas			10.656	9.628	2.223.339	1.690.711
(-) Transferência da receita relacionada à disponibilidade da rede elétrica ao consumidor cativo			-	-	(46.982)	(0)
Energia elétrica de curto prazo			4.289	2.334	875.002	976.377
Suprimento de energia elétrica			17.971	14.988	3.537.205	3.144.864
Receita pela disponibilidade da rede elétrica - TUSD consumidor cativo					8.165.066	5.464.570
Receita pela disponibilidade da rede elétrica - TUSD consumidor livre					1.898.138	990.815
(-) Transferência da receita de ultrapassagem e excedente de reativos					(16.884)	(18.045)
Receita de construção da infraestrutura de concessão					1.046.669	944.997
Ativo e passivo financeiro setorial (nota 8)					2.506.524	910.720
Aporte CDE - baixa renda e demais subsídios tarifários					895.538	771.018
Outras receitas e rendas					367.356	341.061
Outras receitas operacionais					14.862.408	9.405.136
Total da receita operacional bruta					33.908.958	22.796.379
Deduções da receita operacional						
ICMS					(4.686.039)	(3.106.928)
PIS					(529.322)	(335.937)
COFINS					(2.438.208)	(1.547.783)
ISS					(8.204)	(7.583)
Reserva global de reversão - RGR					(2.529)	(2.362)
Conta de desenvolvimento energético - CDE					(3.970.013)	(271.577)
Programa de P & D e eficiência energética					(158.516)	(117.683)
PROINFA					(90.910)	(100.569)
Bandeiras tarifárias e outros					(1.796.226)	(2)
IPI					(100)	(10)
FUST e FUNTEL					(24)	(2)
Outros					(22.997)	-
					(13.703.089)	(5.490.436)
Receita operacional líquida					20.205.869	17.305.942

(*) Informações não auditadas pelos auditores independentes.

27.1 Ajuste de receita de ultrapassagem e excedente de reativos

No procedimento de regulação tarifária ("Proret"), 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 e seriam amortizadas a partir da próxima revisão tarifária. Para a controlada CPFL Piratininga, a partir de maio de 2015, e para as controladas CPFL Santa Cruz, CPFL Leste Paulista, CPFL Jaguari, CPFL Sul Paulista e CPFL Mococa, a partir de setembro de 2015, em função do 4º ciclo de revisão tarifária periódica 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, suspendendo a antecipação de tutela originalmente deferida em favor da ABRADEE. As controladas estão 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 e IAS 37, apresentados líquidos no ativo intangível da concessão.

27.2 Revisão Tarifária Extraordinária (“RTE”)

Em 27 de fevereiro de 2015, a ANEEL aprovou 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). As tarifas resultantes desta RTE estiveram vigentes de 2 de março de 2015 até a data do próximo reajuste ou revisão tarifária de cada distribuidora. Para as controladas CPFL Leste Paulista, CPFL Sul Paulista, CPFL Jaguari, CPFL Mococa e CPFL Santa Cruz, em 7 de abril de 2015, por meio da Resolução Homologatória nº 1.870, a ANEEL retificou o resultado da RTE de 27 de fevereiro, com o objetivo de alterar o valor das quotas mensais da CDE - energia referentes à conta ACR, destinadas à amortização das operações de crédito contratadas pela CCEE na gestão da conta ACR. As tarifas resultantes desta retificação estão vigentes a partir de 8 de abril de 2015 até a data da próxima revisão tarifária de cada distribuidora.

O impacto para os consumidores da área de concessão das controladas de distribuição é como segue:

Controlada	Efeito médio percebido pelo consumidor (*)		
	Total	Grupo A	Grupo B
CPFL Paulista	32,28%	40,05%	27,27%
CPFL Piratininga	29,78%	40,49%	21,47%
RGE	37,16%	43,46%	33,04%
CPFL Santa Cruz	5,16%	5,70%	4,86%
CPFL Leste Paulista	14,52%	20,06%	12,39%
CPFL Jaguari	16,80%	18,48%	13,25%
CPFL Sul Paulista	17,02%	32,42%	9,09%
CPFL Mococa	11,81%	18,22%	9,48%

(*) Informações não auditadas pelos auditores independentes

27.3 Revisão Tarifária Periódica (“RTP”) e Reajuste Tarifário Anual (“RTA”)

Controlada	Mês	2015		2014	
		RTA / RTP	Percepção do consumidor (a)	RTA / RTP	Percepção do consumidor (a)
CPFL Paulista	Abril	41,45%	4,67% (b)	17,18%	17,23%
CPFL Piratininga	Outubro	56,29%	21,11% (b)	19,73%	22,43%
RGE	Junho	33,48%	-3,76% (b)	21,82%	22,77%
CPFL Santa Cruz	Fevereiro (c)	34,68%	27,96%	14,86%	26,00%
CPFL Leste Paulista	Fevereiro (c)	20,80%	24,89%	-7,67%	-5,32%
CPFL Jaguari	Fevereiro (c)	38,46%	45,70%	-3,73%	3,70%
CPFL Sul Paulista	Fevereiro (c)	24,88%	28,38%	-5,51%	0,43%
CPFL Mococa	Fevereiro (c)	23,34%	29,28%	-2,07%	-9,53%

(a) Representa o efeito médio percebido pelo consumidor, em decorrência da retirada da base tarifária de componentes financeiros que haviam sido adicionados no reajuste tarifário anterior (informação não auditada pelos auditores independentes).

(b) Percepção do consumidor em comparação à RTE descrita na nota 27.2.

(c) Em 3 de fevereiro de 2016, a ANEEL alterou a data da RTA destas controladas, a qual passará a ocorrer em 22 de março (nota 38.3).

27.4 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\$ 895.538 (R\$ 771.018 em 2014), sendo R\$ 66.313 referentes à subvenção baixa renda (R\$ 78.028 em 2014) e R\$ 829.225 referentes a outros descontos tarifários (R\$ 692.990 em 2014), em contrapartida a Outros créditos na rubrica Contas a receber– Aporte CDE/CCEE (nota 12) e descontos tarifários – aporte CDE (nota 24).

27.5 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 as controladas de distribuição faturaram aos seus consumidores o montante de R\$ 1.796.226 de Bandeira Tarifária, registrados na rubrica “Bandeiras tarifárias e outros”. Deste montante, após homologação pela ANEEL, R\$ 1.297.717 foram utilizados para compensar parte do ativo financeiro setorial (nota 8), R\$ 194.428 foram repassados para a Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias (“CCRBT”), criada por meio do Decreto nº 8.401/2015 e administrada pela CCEE, e R\$ 304.079 continuam em aberto registrados no passivo - taxas regulamentares (nota 20).

Adicionalmente a CCRBT, criada por meio do Decreto nº 8.401/2015 e administrada pela CCEE, homologou o montante a receber de R\$ 90.794 pela controlada RGE, totalmente recebido até 31 de dezembro de 2015.

27.6 Conta de desenvolvimento energético – CDE

A ANEEL, por meio da Resolução Homologatória 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 28), 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 quota destinada à amortização da Conta ACR (nota 28), com recolhimento e repasse à Conta CDE por um período médio de cinco anos a partir do processo tarifário ordinário (RTA ou RTP) de 2015.

(28) CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA

	Consolidado			
	GWh (*)		R\$ mil	
	2015	2014	2015	2014
Energia comprada para revenda				
Energia de Itaipu Binacional	10.261	10.417	2.869.481	1.383.604
Energia de curto prazo	2.946	5.074	724.203	3.018.523
PROINFA	1.058	1.043	256.806	264.068
Energia adquirida através de leilão no ambiente regulado e contratos bilaterais	44.342	42.345	9.192.868	8.837.459
Aporte CDE/CCEE	-	-	-	(2.340.912)
Crédito de PIS e COFINS	-	-	(1.196.579)	(1.005.106)
Subtotal	58.607	58.879	11.846.779	10.157.635
Encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição				
Encargos da rede básica			847.342	727.341
Encargos de transporte de Itaipu			51.236	37.896
Encargos de conexão			56.312	44.834
Encargos de uso do sistema de distribuição			40.332	33.147
Encargos de serviço do sistema - ESS			555.851	(326.248)
Encargos de energia de reserva - EER			54.762	10.898
Aporte CDE			-	(1)
Crédito de PIS e COFINS			(140.868)	(42.372)
Subtotal			1.464.967	485.495
Total			13.311.747	10.643.130

(*) Informações não auditadas pelos auditores independentes

28.1 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, em 7 de março de 2013, o Decreto no 7.945, alterado pelo Decreto nº 8.203/14 e posterior Decreto 8.221/14, que promoveram algumas alterações sobre a contratação de energia e os objetivos do encargo setorial Conta de Desenvolvimento Energético (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\$ 2.340.912 em 2014. Durante o exercício de 2015 não houve recebimentos pelas controladas 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 12), de acordo com o IAS 20 Accounting for Government Grants and Disclosure of Government Assistance / CPC 07 - Subvenção e Assistência Governamentais.

Adicionalmente aos aportes da CDE, as controladas estão 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\$ 107.827 (R\$ 437.297 em 2014) está registrado na rubrica “Encargos de energia do sistema – ESS”.

O quadro abaixo demonstra o sumário dos aportes da CDE por distribuidora controlada pela Companhia, reconhecidos em 2014:

	2014			Encargos de uso do sistema de	Total
	Energia comprada para revenda				
	Exposição involuntária	Cotas e risco hidrológico	Energia comprada - CCEAR		
CPFL Paulista	849.901	(6.241)	229.335	6	1.073.001
CPFL Piratininga	391.476	(357)	354.079	2	745.200
CPFL Santa Cruz	66.403	13	20.344	-	86.760
CPFL Leste Paulista	6.580	4	(4)	(10)	6.570
CPFL Sul Paulista	6	5	11	-	22
CPFL Jaguari	(1.539)	(48)	2.001	-	414
CPFL Mococa	-	2	-	-	2
RGE	428.054	(98)	986	3	428.945
Total	1.740.881	(6.720)	606.752	1	2.340.912

28.2 Generating Scaling Factor (“GSF”)

As UHEs e algumas PCHs conectadas ao Sistema Interligado Nacional (“SIN”) participam do Mecanismo de Realocação de Energia - MRE, que funciona como um compartilhamento de riscos hidrológicos entre essas usinas, uma vez que as usinas geram energia pelo comando do Operador Nacional do Sistema ONS e/ou pelo regime hidrológico, ou seja, não possuem gestão sobre o momento e montante que geram a energia. A participação neste mecanismo é proporcional à Garantia Física de cada usina, que também se configura como o limite de contrato de venda de energia de cada usina.

Quando o conjunto das usinas do MRE gera energia superior à soma das suas garantias físicas, denominada Energia Secundária, este excedente é liquidado ao valor do Preço de Liquidação das Diferenças – PLD e rateado entre as usinas participantes na proporção de suas garantias físicas. Por outro lado, se a geração do conjunto for inferior à soma das garantias físicas, haverá o *Generating Scaling Factor* (“GSF”), sendo este déficit de energia também alocado na proporção da garantia física de cada usina e conseqüentemente expondo-a no mercado de curto prazo, valorizando a energia faltante ao PLD.

Nos anos de 2005 a 2012, o GSF anual do MRE ficou acima de 100%, não onerando os geradores hidrelétricos, sendo que a partir do ano de 2013 este cenário começou a se alterar, agravando-se nos anos de 2014 e 2015, quando ficou abaixo dos 100% durante todo o ano.

Repactuação do Risco Hidrológico de 2015

A Lei nº 13.203, de 8 de dezembro de 2015 e a Resolução Normativa Aneel nº 684 de 11 de dezembro de 2015, estabeleceram as condições para a repactuação do risco hidrológico de geração de energia elétrica para os agentes participantes do MRE, com efeito iniciando em 2015, atribuindo regras distintas para os contratos celebrados no Ambiente de Contratação Regulada (“ACR”) e no Ambiente de Contratação Livre (“ACL”).

A repactuação do risco hidrológico da parcela referente no ACR se deu por meio da transferência do risco hidrológico ao consumidor mediante pagamento de prêmio de risco pelos geradores hídricos de R\$ 9,50/MWh até o final dos contratos de venda de energia ou ao final da concessão, dos dois o menor. O pagamento deste prêmio e a transferência do GSF terão como destino a Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias.

Para a parcela do risco hidrológico relativa ao ACL, o risco será mitigado pela compra de Energia de Reserva, com os direitos e obrigações associados a esta aquisição assumido pelos geradores hídricos. Neste caso o prêmio de risco equivale ao preço de R\$ 2,10/MWh pela energia de reserva destinada a seu uso, que será aportado na Conta de Energia de Reserva (CONER).

Os geradores que aderissem à repactuação deveriam encerrar os processos judiciais contra o órgão regulador das concessões e efetuar o pagamento do prêmio de risco referente à transferência do risco de GSF para a CCRBT de 2015.

Em dezembro de 2015, as controladas Ceran, CPFL Jaguari Geração (Paulista Lajeado) e CPFL Renováveis e os empreendimentos controlados em conjunto ENERCAN e Chapecoense aderiram à

repactuação de seus contratos do ACR e também cancelaram seus processos judiciais. Portanto, os riscos hidrológicos foram transferidos para a CCRBT.

(29) CUSTO E DESPESAS OPERACIONAIS

	Controladora	
	Despesa operacional	
	Gerais e administrativas	
	2015	2014
Pessoal	19.816	18.142
Material	74	28
Serviços de terceiros	7.209	5.050
Depreciação e amortização	170	173
Outros	2.642	2.783
Arrendamentos e aluguéis	121	138
Publicidade e propaganda	142	237
Legais, judiciais e indenizações	1.686	865
Doações, contribuições e subvenções	105	813
Outros	589	729
Total	29.911	26.175

	Consolidado											
	Custo do serviço prestado a terceiros				Despesa operacional							
	Custo de operação				Vendas		Gerais e administrativas		Outros		Total	
	2015	2014	2015	2014	2015	2014	2015	2014	2015	2014	2015	2014
Pessoal	596.021	528.056	28	2	123.812	110.759	219.348	213.654	-	-	939.209	852.471
Entidade de previdência privada	60.184	48.165	-	-	-	-	-	-	-	-	60.184	48.165
Material	123.853	102.959	1.008	1.286	5.249	4.658	9.825	8.925	-	-	139.935	117.827
Serviços de terceiros	187.080	172.422	2.777	2.511	128.022	109.264	241.115	241.826	-	-	558.994	526.022
Depreciação e amortização	870.427	767.117	-	-	21.826	32.049	84.985	75.779	-	-	977.238	874.946
Custos com construção da infraestrutura	-	-	1.045.301	942.267	-	-	-	-	-	-	1.045.301	942.267
Outros	69.633	53.640	(12)	(13)	185.673	145.968	308.226	233.446	357.653	328.000	921.173	761.041
Taxa de arrecadação	-	264	-	-	56.990	54.070	-	-	-	-	56.990	54.334
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	-	-	-	-	126.879	83.699	-	-	-	-	126.879	83.699
Arrendamento e aluguéis	31.687	29.331	-	-	(4)	-	16.874	15.627	-	-	48.558	44.958
Publicidade e propaganda	339	736	-	-	34	127	9.565	17.262	-	-	9.938	18.125
Legais, judiciais, indenizações e multas	10	-	-	-	-	-	263.453	192.464	-	-	263.463	192.464
Doações, contribuições e subvenções	-	-	-	-	16	6.579	3.418	4.204	-	-	3.434	10.783
Taxa de fiscalização	-	-	-	-	-	-	-	-	-	20.894	-	20.894
Perda/(Ganho) na alienação, desativação e outros de ativos não circulant	-	-	-	-	-	-	-	-	16.309	20.726	16.309	20.726
Amortização de intangível de concessão	-	-	-	-	-	-	-	-	302.665	285.018	302.665	285.018
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos	13.768	14.835	-	-	-	-	-	-	-	-	13.768	14.835
Provisão para redução ao valor recuperável de ativos	-	-	-	-	-	-	-	-	38.956	-	38.956	-
Outros	23.829	8.474	(12)	(13)	1.759	1.493	14.916	3.889	(277)	1.361	40.214	15.204
Total	1.907.197	1.672.359	1.049.101	946.052	464.583	402.698	863.499	773.630	357.653	328.000	4.642.033	4.122.739

(30) RESULTADO FINANCEIRO

	Controladora		Consolidado	
	2015	2014	2015	2014
Receitas				
Rendas de aplicações financeiras	72.158	116.487	472.745	430.714
Acréscimos e multas moratórias	3	-	215.923	146.992
Atualização de créditos fiscais	6.413	6.878	57.580	25.309
Atualização de depósitos judiciais	35	15	84.683	74.500
Atualizações monetárias e cambiais	-	-	121.609	49.144
Ajuste de expectativa de fluxo de caixa (nota 11)	-	-	414.800	104.642
Deságio na aquisição de crédito de ICMS	-	-	13.027	17.382
PIS e COFINS sobre outras receitas financeiras	(2.496)	0	(52.849)	-
PIS e COFINS sobre JCP	(6.711)	(12.699)	(6.941)	(12.809)
Atualizações de ativo financeiro setorial (nota 8)	-	-	162.786	-
Outros	5.451	7.175	74.685	54.563
Total	74.854	117.855	1.558.047	890.436
Despesas				
Encargos de dívidas	(61.398)	(143.039)	(1.725.252)	(1.542.593)
Atualizações monetárias e cambiais	(30.332)	(34)	(686.575)	(247.591)
Atualizações de passivo financeiro setorial (nota 8)	-	-	(1.573)	-
(-) Juros capitalizados	-	-	45.568	12.269
Uso do bem público - UBP	-	-	(16.028)	(10.649)
Outros	(6.072)	(247)	(188.707)	(191.325)
Total	(97.802)	(143.319)	(2.572.567)	(1.979.890)
Resultado financeiro	(22.948)	(25.464)	(1.014.520)	(1.089.454)

Os juros são capitalizados a uma taxa média de 10,25% a.a. durante o exercício de 2015 (8,12% a.a. em 2014) sobre os ativos qualificáveis, de acordo com o CPC 20 (R1) e IAS 23.

As rubricas de atualizações monetárias e cambiais contemplam os efeitos dos ganhos com instrumentos derivativos no montante de R\$ 1.514.439 em 2015 (R\$ 159.653 em 2014) (nota 35).

(31) INFORMAÇÕES POR SEGMENTO

A segregação dos segmentos operacionais da Companhia é baseada na estrutura interna das informações financeiras e da Administração, e é efetuada através da segmentação pelos tipos de negócio: atividades de distribuição, geração (fontes convencionais e renováveis), comercialização de energia elétrica e serviços prestados.

Os resultados, ativos e passivos por segmento incluem itens diretamente atribuíveis ao segmento e também aqueles que possam ser alocados razoavelmente, quando aplicável. Os preços praticados entre os segmentos são determinados com base em transações similares de mercado. A nota explicativa 1 apresenta as subsidiárias de acordo com a sua respectiva área de atuação e contém mais informações sobre cada controlada e seu respectivo ramo de negócio e segmentos.

Estão apresentadas a seguir as informações segregadas por segmento de acordo com os critérios estabelecidos pela Administração da Companhia:

	Distribuição	Geração (Fontes convencionais)	Geração (Fontes renováveis)	Comercialização	Serviços	Outros (*)	Eliminações	Total
2015								
Receita operacional líquida	16.551.879	572.553	1.262.297	1.716.348	55.547	47.246	-	20.205.869
(-) Vendas entre segmentos	22.318	411.038	335.979	82.544	239.088	3.136	(1.094.101)	0
Resultado do serviço	1.163.426	542.738	460.772	124.933	30.617	(70.396)	-	2.252.090
Receita financeira	1.155.428	110.018	131.354	42.840	44.098	74.310	-	1.558.047
Despesa financeira	(1.278.258)	(549.286)	(599.303)	(38.386)	(4.858)	(102.477)	-	(2.572.567)
Lucro (prejuízo) antes dos impostos	1.040.597	320.354	(7.176)	129.386	69.857	(98.563)	-	1.454.454
Imposto de renda e contribuição social	(414.633)	(37.570)	(49.222)	(41.282)	(18.232)	(18.239)	-	(579.177)
Lucro (prejuízo) líquido	625.964	282.783	(56.398)	88.104	51.625	(116.802)	-	875.277
Total do ativo (**)	22.138.086	4.575.230	11.868.943	714.781	317.845	917.586	-	40.532.471
Aquisições do imobilizado e de intangível	868.495	6.910	493.584	2.432	39.176	17.199	-	1.427.796
Depreciação e amortização	(587.059)	(131.969)	(540.578)	(4.534)	(12.633)	(3.128)	-	(1.279.902)
2014								
Receita operacional líquida	13.658.786	722.623	982.613	1.790.822	151.037	61	-	17.305.942
(-) Vendas entre segmentos	19.668	467.761	397.630	387.788	193.483	-	(1.466.329)	-
Resultado do serviço	1.602.519	482.214	231.280	205.108	45.072	(26.119)	-	2.540.073
Receita financeira	552.918	84.884	98.991	29.543	6.380	117.720	-	890.436
Despesa financeira	(849.774)	(482.671)	(464.713)	(29.104)	(10.221)	(143.407)	-	(1.979.890)
Lucro (prejuízo) antes dos impostos	1.305.663	144.112	(134.442)	205.547	41.230	(51.806)	-	1.510.304
Imposto de renda e contribuição social	(461.264)	(36.291)	(33.645)	(69.543)	(12.687)	(10.430)	-	(623.860)
Lucro (prejuízo) líquido	844.400	107.820	(168.087)	136.003	28.543	(62.236)	-	886.444
Total do ativo (**)	16.724.269	4.414.196	11.647.374	507.960	828.184	1.022.454	-	35.144.436
Aquisições do imobilizado e de intangível	702.386	14.419	250.803	3.531	90.707	22	-	1.061.868
Depreciação e amortização	(577.753)	(136.447)	(432.267)	(4.471)	(8.760)	(265)	-	(1.159.964)

(*) Outros: refere-se basicamente a ativos e transações que não são relacionados a nenhum dos segmentos identificados.

(**) Os intangíveis, líquidos de amortização, foram alocados nos respectivos segmentos.

Em 31 de dezembro de 2015 foi reconhecida perda por redução ao valor recuperável de ativos referentes às controladas CPFL Telecom e CPFL Total, nos montantes de R\$ 33.119 e R\$ 5.837 respectivamente, apresentada no segmento de "Outros" e "Serviços", respectivamente.

(32) TRANSAÇÕES COM PARTES RELACIONADAS

A Companhia possui as seguintes empresas como acionistas controladores:

- 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.

As participações diretas e indiretas em controladas operacionais estão descritas na nota 1.

Foram considerados como partes relacionadas os acionistas controladores, controladas e coligadas, entidades com controle conjunto, 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:

- a) **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 e suas controladas possuem Fundos de Investimentos Exclusivos.
- b) **Empréstimos e financiamentos, debêntures e derivativos** - Corresponde a captação de recursos junto a instituições financeiras conforme condições descritas nas notas 17 e 18. Adicionalmente, a Companhia é garantidora de algumas dívidas captadas por suas controladas, conforme descrito nas notas 17 e 18.
- c) **Outras operações financeiras** - Os valores referem-se a custos bancários, despesas associadas ao processo de arrecadação e despesas de escrituração.
- d) **Compra e venda de energia e encargos** - Refere-se basicamente à compra e venda de energia pelas distribuidoras, comercializadoras e geradoras através de contratos de curto ou longo prazo e de tarifas cobradas pelo uso da rede de distribuição (TUSD). Estas transações, quando realizadas no mercado livre, são realizadas em condições consideradas pela Companhia como sendo semelhante às de mercado à época da negociação, em consonância com as políticas internas pré-estabelecidas pela Administração da Companhia. Quando realizadas no mercado regulado, os preços cobrados são definidos através de mecanismos definidos pelo órgão regulador.
- e) **Intangível, imobilizado, materiais e prestação de serviços** - Referem-se à aquisição de equipamentos, cabos e outros materiais para aplicação nas atividades de distribuição e geração, e contratação de serviços como construção civil e consultoria em informática.
- f) **Adiantamentos** – Referem-se a adiantamentos para investimentos em pesquisa e desenvolvimento.
- g) **Contrato de mútuo** – Refere-se a (i) contratos realizados com o empreendimento controlado em conjunto EPASA cujas condições contratuais são de 113,5% do CDI com vencimento em janeiro de 2017; e (ii) contratos realizados com acionista não controlador da controlada CPFL Renováveis, com vencimento definido para a data de distribuição de lucros da controlada indireta a seus acionistas e remuneração de 8% a.a. + IGP-M.

Algumas controladas possuem plano de suplementação de aposentadoria mantido junto à Fundação CESP e oferecido aos respectivos empregados. Estes planos detêm investimentos em ações da Companhia (nota 19).

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

As controladas CPFL Geração, CPFL Paulista e CPFL Piratininga, renegociaram, para pagamento em janeiro de 2016, o vencimento de faturas de compra de energia com os empreendimentos controlados em conjunto BAESA, Chapecoense e ENERCAN, cujos vencimentos originais eram de julho a dezembro de 2015.

A remuneração total do pessoal-chave da administração em 2015, conforme requerido pela Deliberação CVM nº 560/2008 foi de R\$ 43.208 (R\$ 44.214 em 2014). Este valor é composto por R\$ 44.061 (R\$ 39.928 em 2014) referente a benefícios de curto prazo, R\$ 1.087 (R\$ 1.043 em 2014) de benefícios pós-emprego e reversão de provisão de R\$ 1.940 (provisão de R\$ 3.243 em 2014) de outros benefícios de longo prazo, e refere-se ao valor registrado pelo regime de competência.

Transações entre partes relacionadas envolvendo acionistas controladores, entidades sob o controle comum ou influência significativa e empreendimentos controlados em conjunto são como segue:

	Consolidado							
	ATIVO		PASSIVO		RECEITA		DESPESA	
	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014	2015	2014	2015	2014
Saldo bancário e aplicação financeira								
Banco Bradesco S.A. (**)	4.097.770	-	1	-	351.086	-	312	-
Banco do Brasil S.A.	126.036	161.832	-	-	28.466	12.126	4	2
Empréstimos e Financiamentos, Debêntures e Derivativos (*)								
Banco Bradesco S.A. (**)	-	-	667.335	-	-	-	85.505	-
Banco do Brasil S.A.	-	-	3.727.088	4.487.092	-	-	459.889	485.400
BNP Paribas (**)	58.478	-	322.465	-	-	-	8.978	-
Outras operações financeiras								
Banco Bradesco S.A. (**)	1.344	-	1.259	-	166	-	4.174	-
Banco do Brasil S.A.	-	-	879	-	80	-	5.941	6.304
Adiantamentos								
BAESA – Energética Barra Grande S.A.	-	-	790	826	-	-	-	-
Foz do Chapecó Energia S.A.	-	-	1.120	1.170	-	-	-	-
ENERCAN - Campos Novos Energia S.A.	-	-	1.377	1.436	-	-	-	-
EPASA - Centrais Elétricas da Paraíba	-	-	503	526	-	-	-	-
Compra e venda de energia e encargos								
Afluente Transmissão de Energia Elétrica S.A.	-	-	27	40	-	-	1.426	1.342
Aliança Geração de Energia S.A.	-	-	1.364	-	1	-	34.063	-
Arizona 1 Energia Renovável S.A.	-	-	-	-	-	-	883	826
Baguari 1 Geração de Energia Elétrica S.A.	-	-	6	5	-	-	268	252
Braskem S.A.	-	-	-	-	-	694	-	-
Caetite 2 Energia Renovável S.A.	-	-	-	-	-	-	810	757
Caetite 3 Energia Renovável S.A.	-	-	-	-	-	-	817	765
Calango 1 Energia Renovável S.A.	-	-	-	-	-	-	977	914
Calango 2 Energia Renovável S.A.	-	-	-	-	-	-	834	782
Calango 3 Energia Renovável S.A.	-	-	-	-	-	-	977	914
Calango 4 Energia Renovável S.A.	-	-	-	-	-	-	907	848
Calango 5 Energia Renovável S.A.	-	-	-	-	-	-	963	901
Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia – COELBA	655	833	-	-	14.491	12.606	46	-
Companhia Energética de Pernambuco - CELPE	587	920	-	-	7.062	6.304	206	-
Companhia Energética do Rio Grande do Norte - COSERN	227	280	-	-	2.580	2.404	-	1.063
Eldorado Brasil Celulose S.A.	-	-	-	-	-	1.050	-	-
Companhia Hidrelétrica Teles Pires S.A.	-	-	1.548	-	17	-	29.915	-
ELEB Equipamentos Ltda	-	-	-	-	4.036	-	-	-
Embraer	-	-	-	-	26.615	-	-	-
Energética Águas da Pedra S.A.	-	-	130	117	2	-	4.260	3.959
Estaleiro Atlântico Sul S.A.	-	-	-	-	19.026	7.584	-	-
Goiás Sul Geração de Energia S.A.	-	-	-	-	-	-	166	155
InterCement Brasil S.A.	-	-	-	-	1	-	-	-
Itapebi Geração de Energia S.A.	-	-	-	-	1	-	-	-
Mel 2 Energia Renovável S.A.	-	-	-	-	-	-	632	617
NO ENERGIA S.A.	-	-	-	-	5.336	1.837	-	-
Norte Energia S.A.	1	-	-	-	1	-	-	-
Rio PCH I S.A.	-	-	242	217	-	-	8.004	7.441
Samarco Mineração S.A.	-	-	-	-	1	-	-	-
Santista Jeanswear S/A	-	-	-	-	4.491	-	-	-
SE Narandiba S.A.	-	-	-	-	-	-	166	142
Serra do Facão Energia S.A. - SEFAC	-	-	576	470	-	-	20.916	19.837
Tavex Brasil S.A.	-	-	-	-	-	8.087	-	-
Termopernambuco S.A.	-	-	-	-	3	-	-	-
ThyssenKrupp Companhia Siderúrgica do Atlântico	-	-	-	188	37.238	557	6.965	7.056
Vale Energia S.A.	7.843	7.371	-	-	92.353	87.077	-	-
Vale S.A.	-	-	-	-	-	-	695	7.483
BAESA – Energética Barra Grande S.A.	-	-	88.441	89.202	60.080	-	111.541	104.491
Foz do Chapecó Energia S.A.	-	1.430	142.596	172.804	4.996	16.841	330.675	318.140
ENERCAN - Campos Novos Energia S.A.	667	583	140.496	154.678	23.283	6.702	244.102	226.595
EPASA - Centrais Elétricas da Paraíba	-	-	19.807	28.632	15.243	24.363	168.187	214.978
Intangível, Imobilizado, Materiais e Prestação de Serviço								
Banco Bradesco S.A. (**)	-	-	2	-	-	-	19	-
Banco do Brasil S.A.	-	-	-	-	-	-	170	163
BRASKEM Qpar S.A.	-	-	-	-	-	15	-	-
CCDI 29 Empreendimento Imobiliário Ltda	-	-	-	-	-	31.500	-	-
Companhia de Saneamento Básico do Estado de São Paulo - SABESP	65	11	42	35	1.034	50	31	4
Companhia Brasileira de Soluções e Serviços CBSS - Alelo (**)	-	-	-	-	-	-	576	-
Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia – COELBA	-	-	-	-	-	-	50	-
Companhia Energética do Rio Grande do Norte - COSERN	-	-	-	-	-	19	-	-
Concessionária do Sistema Anhanguera - Bandeirantes S.A. (**)	-	-	-	-	-	-	9	-
Estaleiro Atlântico Sul S.A.	-	-	-	-	-	12	-	-
Ferrovia Centro-Atlântica S.A.	-	-	-	-	-	-	22	-
HM 14 Empreendimento Imobiliário SPE Ltda	14	-	-	-	-	-	-	-
HM Engenharia e Construções S.A.	-	-	-	-	272	24	-	-
Indústrias Romi S.A.	-	4	-	-	68	45	-	-
InterCement Brasil S.A.	-	-	-	-	26	60	-	-
Logum Logística S.A.	-	-	-	-	55	-	-	-
LUPATECH	-	-	-	-	-	-	2	-
Mapfre Seguros Gerais S.A. (**)	-	-	-	-	4	-	1	-
MRS Logística S.A.	-	119	-	-	-	119	-	-
Randon	-	-	-	76	-	-	-	76
Rodovias Integradas do Oeste S.A. (**)	-	-	12	-	-	-	-	-
Samm - Soc. Atic. Multimídia Ltda (**)	-	-	-	-	1.463	-	-	-
Santista Jeanswear S/A (**)	-	-	-	-	21	-	-	-
TOTVS S.A.	-	-	3	2	-	-	44	70
Ultrafertil S.A.	-	149	-	-	668	226	-	-
Vale Fertilizantes S.A.	39	18	-	-	45	36	-	-
BAESA – Energética Barra Grande S.A.	-	-	-	-	1.354	1.465	-	-
Foz do Chapecó Energia S.A.	-	-	-	-	1.483	1.491	-	-
ENERCAN - Campos Novos Energia S.A.	-	-	-	-	1.354	1.465	-	-
EPASA - Centrais Elétricas da Paraíba S.A.	1.104	393	-	-	720	715	-	-
Contrato de Mútuo								
EPASA - Centrais Elétricas da Paraíba S.A.	76.586	94.385	-	-	14.123	10.629	-	-
Acionista não controlador - CPFL Renováveis	7.680	6.281	-	-	1.475	864	-	-
Dividendo e Juros Sobre o Capital Próprio								
BAESA – Energética Barra Grande S.A.	20	96	-	-	-	-	-	-
Chapecoense Geração S.A.	28.417	12.128	-	-	-	-	-	-
ENERCAN - Campos Novos Energia S.A.	30.905	24.816	-	-	-	-	-	-
EPASA - Centrais Elétricas da Paraíba	29.933	14.891	-	-	-	-	-	-

(*) Trata-se de valor a custo

(**) Parte relacionada a partir de 2015

(33) SEGUROS

As controladas mantêm 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. No consolidado as principais coberturas de seguros são:

Descrição	Ramo da apólice	Consolidado	
		2015	2014
Ativo não circulante	Incêndio, raio, explosão, quebra de máquinas, danos elétricos e risco de engenharia	8.634.344	6.810.183
Transporte	Transporte nacional	319.834	299.487
Material estocado	Incêndio, raio, explosão e roubo	171.585	170.300
Automóveis	Cobertura compreensiva	6.544	4.962
Responsabilidade civil	Distribuidoras de energia elétrica	118.000	168.000
Pessoas	Vidas em grupo e acidentes pessoais	202.989	193.020
Outros	Riscos operacionais e outros	323.200	279.897
Total		9.776.496	7.925.850

Informações não auditadas pelos auditores independentes

(34) GESTÃO DE RISCOS

Os negócios da Companhia e de suas controladas compreendem, principalmente, geração, comercialização e distribuição de energia elétrica. Como concessionárias de serviços públicos, as atividades e/ou tarifas de suas principais controladas são reguladas pela ANEEL.

Estrutura do gerenciamento de risco

Compete ao Conselho de Administração 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 e suas controladas, 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 e 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 compete, entre outros, certificar que a administração tem meios para identificar os riscos sobre elaboração de 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 e suas controladas virem 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 e parcela da receita do empreendimento controlado em conjunto ENERCAN de contratos de venda de energia com correção anual de parte da tarifa baseada na variação do dólar. A exposição relativa à captação de recursos em moeda estrangeira está

substancialmente coberta por operações financeiras de *swap*, o que permitiu à Companhia e suas controladas trocarem os riscos originais da operação para o custo relativo à variação do CDI. A exposição relativa à receita da ENERCAN foi protegida com a contratação de instrumento financeiro do tipo *zero cost collar*, descrito na nota 35.b.1. A quantificação destes riscos está apresentada na nota 35. Adicionalmente as controladas estão expostas em suas atividades operacionais, à variação cambial na compra de energia elétrica de Itaipu. O mecanismo de compensação - CVA protege as controladas de distribuição de eventuais perdas econômicas.

Risco de taxa de juros: Esse risco é oriundo da possibilidade da Companhia e suas controladas virem a incorrer em perdas por conta de flutuações nas taxas de juros que aumentem as despesas financeiras relativas a empréstimos, financiamentos e debêntures. As controladas têm 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 35.

Risco de crédito: O risco surge da possibilidade das controladas virem a incorrer em perdas resultantes da dificuldade de recebimento de valores faturados a seus clientes. Este risco é gerenciado pelos segmentos de comercialização e serviços através de normas e diretrizes aplicadas na aprovação, exigência de garantias e acompanhamento das operações. No segmento de distribuição, mesmo sendo muito pulverizado, o risco é gerenciado através do monitoramento da inadimplência, ações de cobrança e corte de fornecimento. No segmento de geração existem contratos no ambiente regulado (ACR) e bilaterais que preveem a apresentação de Contratos de Constituição de Garantias.

Risco de sub/sobrecontratação das distribuidoras: Risco inerente ao negócio de distribuição de energia no mercado brasileiro ao qual as distribuidoras do Grupo CPFL e todas as distribuidoras do mercado estão expostas. As distribuidoras podem ficar impossibilitadas 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 de as distribuidoras serem obrigadas a adquirir energia ao valor do PLD na CCEE e não possuírem garantias de repasse integral na tarifa dos consumidores, há uma penalidade por insuficiência de lastro contratual. Essas situações podem ser mitigadas se as distribuidoras fizerem jus a exposições ou sobras involuntárias.

Risco de mercado das comercializadoras: Esse risco decorre da possibilidade das comercializadoras incorrerem em perdas por conta de variações nos preços de curto prazo que irão valorar as posições de sobras ou déficits de energia de seu portfólio no mercado livre.

Risco quanto à escassez de energia: A energia vendida pelas controladas 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 pelas controladas de distribuição 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 pelas controladas de distribuição.

Gerenciamento de riscos dos instrumentos financeiros

A Companhia e suas controladas mantêm políticas e estratégias operacionais e financeiras visando liquidez, segurança e rentabilidade de seus ativos. Desta forma possuem 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 e suas controladas utilizam-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 e suas controladas estão expostas. Historicamente, os instrumentos financeiros contratados pela Companhia e suas controladas suportados por estas ferramentas, têm apresentado resultados adequados para mitigação dos riscos. Ressalta-se que a Companhia e suas controladas têm 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 e suas controladas não realizam transações envolvendo derivativos especulativos.

(35) INSTRUMENTOS FINANCEIROS

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

	Nota explicativa	Categoria	Mensuração	Nível(*)	Consolidado			
					31/12/2015		31/12/2014	
					Contábil	Valor justo	Contábil	Valor justo
Ativo								
Caixa e equivalentes de caixa	5	(a)	(2)	Nível 1	4.353.488	4.353.488	2.593.650	2.593.650
Caixa e equivalentes de caixa	5	(a)	(2)	Nível 2	1.329.314	1.329.314	1.763.805	1.763.805
Titulos e valores mobiliarios		(a)	(2)	Nível 1	23.633	23.633	5.324	5.324
Derivativos	35	(a)	(2)	Nível 2	2.269.932	2.269.932	608.176	608.176
Derivativos - zero-cost collar	35	(a)	(2)	Nível 3	8.820	8.820	-	-
Ativo financeiro da concessão- distribuição	11	(b)	(2)	Nível 3	3.483.713	3.483.713	3.296.837	3.296.837
					11.468.901	11.468.901	8.267.792	8.267.792
Passivo								
Empréstimos e financiamentos - principal e encargos	17	(c)	(1)	Nível 2 (***)	7.725.978	6.499.746	7.240.164	6.266.957
Empréstimos e financiamentos - principal e encargos	17 (**)	(a)	(2)	Nível 2	6.936.808	6.936.808	3.438.212	3.438.212
Debêntures - principal e encargos	18	(c)	(1)	Nível 2 (***)	7.070.430	6.105.830	8.471.583	7.997.074
Derivativos	35	(a)	(2)	Nível 2	31.745	31.745	13.354	13.354
Derivativos - zero-cost collar	35	(a)	(2)	Nível 3	2.440	2.440	-	-
					21.767.402	19.576.570	19.163.313	17.715.598

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

(**)Em função da designação inicial deste passivo financeiro, o consolidado apresentou um ganho de R\$ 256.251 em 2015 (ganho de R\$ 100.193 em 2014)

(***) Apenas para fins de divulgação de acordo com o CPC 40 (R1) / IFRS 7

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) arrendamentos, (iii) coligadas, controladas e controladora, (iv) contas a receber – aporte CDE/CCEE, (v) ativo financeiro da concessão das transmissoras, (vi) cauções, fundos e depósitos vinculados, (vii) serviços prestados a terceiros, (viii) convênios de arrecadação e (ix) ativo financeiro setorial;
- Passivos financeiros: (i) fornecedores, (ii) taxas regulamentares, (iii) uso do bem público, (iv) consumidores e concessionárias a pagar, (v) Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico - FNDCT, (vi) Empresa de Pesquisa Energética - EPE, (vii) convênio de arrecadação, (viii) fundo de reversão, (ix) Contas a pagar de aquisição de negócios, (x) descontos tarifários – CDE, e (xi) passivo financeiro setorial.

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) e IFRS 7 requerem 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) e IFRS 7 também definem 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 das controladas de distribuição terem classificado os respectivos ativos financeiros da concessão como disponíveis 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 (perdas) no resultado do exercício de R\$ 414.800 (R\$ 104.642 em 2014), assim como as principais premissas utilizadas, estão divulgadas na nota 11.

Adicionalmente, as principais premissas utilizadas na mensuração do valor justo do derivativo “*zero-cost collar*”, cuja classificação de hierarquia de valor justo é Nível 3, estão divulgadas na nota 35 b.1.

A Companhia registra no consolidado, em “Investimentos ao custo” a participação de 5,94% que a controlada indireta Paulista Lajeado Energia S.A. detém no capital total da Investco S/A, sendo 28.154.140 ações ordinárias e 18.593.070 ações preferenciais. Uma vez que esta Sociedade não possui ações cotadas em bolsa e que o objetivo principal de suas operações é gerar energia elétrica que será comercializada pelos respectivos acionistas detentores da concessão, a Companhia optou por registrar o respectivo investimento ao seu valor de custo.

b) Instrumentos derivativos

A Companhia e suas controladas possuem 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 e suas controladas possuem *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 e suas controladas são *swaps* de moeda ou taxas de juros sem nenhum componente de alavancagem, cláusula de margem, ajustes diários ou ajustes periódicos. Adicionalmente, a controlada CPFL Geração contratou em 2015 derivativo do tipo *zero-cost collar* (vide item b.1 abaixo).

Uma vez que grande parte dos derivativos contratados pelas controladas possuem prazos perfeitamente alinhados com a respectiva dívida protegida, 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 17). 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 e suas controladas não adotaram a contabilidade de *hedge* (*hedge accounting*) para as operações com instrumentos derivativos.

Em 31 de dezembro de 2015 a Companhia e suas controladas detinham as seguintes operações de *swap*, todas negociadas no mercado de balcão:

Estratégia / Empresa / Contrapartes	Valores de mercado (contábil)				Ganho (Perda) na marcação a mercado	Moeda / indexador	Vencimento final	Nocional
	Ativo	Passivo	Valores justos, líquidos	Valores a custo, líquidos				
Derivativos de proteção de dívidas designadas a valor justo								
Hedge variação cambial								
CPFL Energia								
Santander	70.153	-	70.153	70.419	(266)	dólar	02/2016	200.000
Santander	-	(402)	(402)	1.244	(1.646)	dólar	09/2016	187.750
Bradesco	-	(578)	(578)	(172)	(406)	dólar	06/2016	149.208
	70.153	(981)	69.172	71.492	(2.319)			
CPFL Paulista								
Bank of America Merrill Lynch	154.501	-	154.501	150.005	4.496	dólar	07/2016	156.700
Morgan Stanley	106.718	-	106.718	107.938	(1.220)	dólar	09/2016	85.475
Scotiabank	42.946	-	42.946	43.197	(252)	dólar	07/2016	49.000
Citibank	69.132	-	69.132	77.079	(7.947)	dólar	03/2019	117.250
Bank of Tokyo-Mitsubishi	68.577	-	68.577	77.152	(8.575)	dólar	03/2019	117.400
Bank of America Merrill Lynch	64.284	-	64.284	69.553	(5.268)	dólar	09/2018	106.020
Bank of America Merrill Lynch	72.644	-	72.644	78.536	(5.892)	dólar	03/2019	116.600
J.P. Morgan	36.320	-	36.320	39.268	(2.948)	dólar	03/2019	58.300
J.P. Morgan	23.296	-	23.296	26.278	(2.982)	dólar	12/2017	51.470
J.P. Morgan	21.801	-	21.801	24.813	(3.012)	dólar	12/2017	53.100
J.P. Morgan	9.187	-	9.187	10.584	(1.398)	dólar	01/2018	27.121
HSBC	19.696	-	19.696	22.458	(2.763)	dólar	01/2018	54.214
HSBC	73.843	-	73.843	82.167	(8.324)	dólar	01/2018	173.459
J.P. Morgan	23.500	-	23.500	26.501	(3.000)	dólar	01/2018	67.938
J.P. Morgan	22.782	-	22.782	26.867	(4.085)	dólar	01/2019	67.613
Citibank	56.759	-	56.759	65.880	(9.122)	dólar	01/2020	156.600
BNP Paribas	15.594	-	15.594	17.958	(2.364)	euro	01/2018	63.896
Bank of Tokyo-Mitsubishi	37.117	-	37.117	50.467	(13.350)	dólar	02/2020	142.735
J.P. Morgan	13.490	-	13.490	15.812	(2.323)	dólar	02/2018	41.100
Bank of America Merrill Lynch	155.157	-	155.157	174.502	(19.345)	dólar	02/2018	405.300
Bank of America Merrill Lynch	63.912	-	63.912	60.980	2.932	dólar	10/2018	329.500
	1.151.256	-	1.151.256	1.247.997	(96.741)			
CPFL Piratininga								
Scotiabank	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)	euro	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
Scotiabank	4.321	-	4.321	6.480	(2.160)	dólar	08/2017	55.440
	396.748	-	396.748	432.488	(35.740)			
CPFL Santa Cruz								
Santander	14.407	-	14.407	14.634	(227)	dólar	06/2016	20.000
CPFL Sul Paulista								
Santander	15.847	-	15.847	16.098	(250)	dólar	06/2016	22.000
CPFL Jaguari								
Santander	22.331	-	22.331	22.683	(353)	dólar	06/2016	31.000
CPFL Geração								
HSBC	149.331	-	149.331	157.133	(7.803)	dólar	03/2017	232.520
RGE								
Citibank	136.246	-	136.246	142.257	(6.011)	dólar	04/2017	128.590
Bank of Tokyo-Mitsubishi	29.835	-	29.835	33.215	(3.380)	dólar	04/2018	36.270
Bank of Tokyo-Mitsubishi	134.314	-	134.314	149.757	(15.443)	dólar	05/2018	168.346
Citibank	22.352	-	22.352	24.056	(2.503)	dólar	05/2019	33.285
HSBC	18.077	-	18.077	19.689	(1.613)	dólar	10/2017	32.715
J.P. Morgan	51.274	-	51.274	58.921	(7.647)	dólar	02/2018	171.949
J.P. Morgan	28.065	-	28.065	28.246	(182)	dólar	02/2016	100.000
	420.162	-	420.162	456.941	(36.779)			
CPFL Serviços								
J.P. Morgan	5.250	-	5.250	5.504	(254)	dólar	10/2016	9.000
CPFL Paulista Lajeado								
Itaú	4.749	-	4.749	6.424	(1.675)	dólar	03/2018	35.000
CPFL Brasil								
Itaú	2.989	-	2.989	5.367	(2.378)	dólar	08/2018	45.360
Subtotal	2.253.222	(981)	2.252.242	2.436.760	(184.518)			
Derivativos de proteção de dívidas não designadas a valor justo								
Hedge variação cambial:								
CPFL Geração								
Votorantim	16.710	-	16.710	16.963	(254)	dólar	12/2016	44.282
Hedge variação índice de preços:								
CPFL Geração								
Santander	-	(713)	(713)	3.104	(3.817)	IPCA	04/2019	35.235
J.P. Morgan	-	(713)	(713)	3.104	(3.817)	IPCA	04/2019	35.235
	-	(1.427)	(1.427)	6.208	(7.635)			
Hedge variação de taxa de juros (1):								
CPFL Paulista								
Bank of America Merrill Lynch	-	(6.931)	(6.931)	(827)	(6.105)	CDI	07/2019	660.000
J.P. Morgan	-	(3.967)	(3.967)	(305)	(3.662)	CDI	02/2021	300.000
Votorantim	-	(1.291)	(1.291)	(98)	(1.193)	CDI	02/2021	100.000
Santander	-	(1.351)	(1.351)	(103)	(1.248)	CDI	02/2021	105.000
	-	(13.541)	(13.541)	(1.333)	(12.207)			
CPFL Piratininga								
J.P. Morgan	-	(1.155)	(1.155)	(138)	(1.017)	CDI	07/2019	110.000
Votorantim	-	(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
	-	(4.041)	(4.041)	(353)	(3.689)			
RGE								
HSBC	-	(5.251)	(5.251)	(626)	(4.625)	CDI	07/2019	500.000
Votorantim	-	(2.283)	(2.283)	(177)	(2.106)	CDI	02/2021	170.000
	-	(7.534)	(7.534)	(803)	(6.731)			
CPFL Geração								
Votorantim	-	(4.221)	(4.221)	(241)	(3.980)	CDI	08/2020	460.000
Subtotal	16.710	(30.765)	(14.055)	20.441	(34.496)			
Outros derivativos (2):								
CPFL Geração								
Itaú	2.843	(1.830)	1.012	-	1.012	dólar	09/2020	34.858
Votorantim	1.989	(610)	1.379	-	1.379	dólar	09/2020	34.858
Santander	3.989	-	3.989	-	3.989	dólar	09/2020	42.100
Subtotal	8.820	(2.440)	6.380	-	6.380			
Total	2.278.753	(34.185)	2.244.567	2.457.201	(212.634)			
Circulante	627.493	(981)						
Não circulante	1.651.260	(33.205)						

Para mais detalhes referentes a prazos e informações sobre dívidas e debêntures, vide notas 17 e 18.

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

(2) Devido às características deste derivativo (zero cost collar) o nocional está apresentado em dólar norte-americano.

Conforme mencionado acima, algumas controladas optaram por marcar a mercado dívidas para as quais possuem instrumentos derivativos totalmente atrelados (nota 17).

A Companhia e suas controladas têm 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 consolidado, registrados na rubrica de despesa financeira com atualizações monetárias e cambiais:

Empresa	Risco protegido / operação	Ganho (Perda)	
		2015	2014
CPFL Energia	Variação cambial	71.492	-
CPFL Energia	Marcação a mercado	(2.319)	-
CPFL Paulista	Variação de taxas de juros	(2.250)	1
CPFL Paulista	Variação cambial	843.224	96.017
CPFL Paulista	Marcação a mercado	(98.738)	(21.297)
CPFL Piratininga	Variação de taxas de juros	(609)	51
CPFL Piratininga	Variação cambial	300.652	35.808
CPFL Piratininga	Marcação a mercado	(32.431)	(6.124)
RGE	Variação de taxas de juros	(1.321)	(28)
RGE	Variação cambial	291.612	37.585
RGE	Marcação a mercado	(29.946)	(7.170)
CPFL Geração	Variação de taxas de juros	2.600	303
CPFL Geração	Variação cambial	122.294	21.650
CPFL Geração	Marcação a mercado	(7.896)	(6.221)
CPFL Santa Cruz	Variação cambial	9.899	2.604
CPFL Santa Cruz	Marcação a mercado	(80)	(115)
CPFL Leste Paulista	Variação cambial	4.596	1.453
CPFL Leste Paulista	Marcação a mercado	(76)	(117)
CPFL Sul Paulista	Variação cambial	12.404	2.333
CPFL Sul Paulista	Marcação a mercado	(83)	(163)
CPFL Jaguarí	Variação cambial	16.616	2.146
CPFL Jaguarí	Marcação a mercado	(63)	(160)
CPFL Mococa	Variação cambial	2.022	427
CPFL Mococa	Marcação a mercado	(33)	(70)
CPFL Serviços	Variação cambial	3.810	830
CPFL Serviços	Marcação a mercado	(87)	(167)
CPFL Telecom	Variação cambial	3.204	81
CPFL Telecom	Marcação a mercado	6	(6)
CPFL Paulista Lajeado	Variação cambial	4.626	-
CPFL Paulista Lajeado	Marcação a mercado	(1.675)	-
CPFL Brasil	Variação cambial	5.367	-
CPFL Brasil	Marcação a mercado	(2.378)	-
		1.514.439	159.653

b.1) Contratação de derivativo pela CPFL Geração (zero-cost collar)

Em 2015 a controlada CPFL Geração contratou operação de compra de opções de venda (*put options*) e venda de opções de compra (*call options*) em dólar, ambas tendo a mesma instituição como contraparte, e que combinadas caracterizam uma operação usualmente conhecida como *zero-cost collar*. A contratação desta operação não apresenta caráter especulativo, tendo como objetivo minimizar eventuais impactos

negativos na receita futura do empreendimento controlado em conjunto ENERCAN, que possui contratos de venda de energia com correção anual de parte da tarifa baseada na variação do dólar. Adicionalmente, na visão da Administração, o cenário atual é favorável para contratação deste tipo de instrumento financeiro, considerando a alta volatilidade implícita nas opções de dólar e o fato de que não há custo inicial para este tipo de operação.

O montante total contratado foi de US\$ 111.817, com vencimentos entre 1º de outubro de 2015 a 30 de setembro de 2020. Em 31 de dezembro de 2015 o montante total contratado é de US\$ 107.434, consideradas as opções já liquidadas no quarto trimestre de 2015. Os preços de exercício das opções de dólar variam de R\$4,20 a R\$4,40 para as *put options* (opções de venda) e de R\$ 5,40 a R\$7,50 para as *call options* (opções de compra).

Estas opções foram mensuradas a valor justo de forma recorrente conforme requerimentos do IAS 39/CPC 38. O valor justo das opções que são parte desta operação foi calculado com base nas seguintes premissas:

Técnica(s) de avaliação e informações-chave	Foi utilizado o Modelo de Black Scholes de Precificação de Opções, o qual visa obter o preço justo das opções, envolvendo as seguintes variáveis: valor do ativo objeto, preço de exercício da opção, taxa de juros, prazo e volatilidade.
Informações não observáveis significativas	Volatilidade determinada com base nos cálculos da precificação média do mercado, dólar futuro e outras variáveis aplicáveis a essa operação em específico, com variação média de 22,9%.
Relação entre informações não observáveis e valor justo (sensibilidade)	Um pequeno aumento na volatilidade no longo prazo, analisado isoladamente, resultaria em um aumento não significativo do valor justo. Se a volatilidade fosse 10% mais alta e todas as outras variáveis fossem mantidas constantes, o valor contábil líquido (ativo) diminuiria em R\$ 441, resultando em um ativo líquido de R\$ 5.939.

A mensuração ao valor justo destes instrumentos financeiros, no montante líquido de R\$ 7.902, sendo R\$ 10.342 referente à mensuração dos instrumentos ativos e R\$ 2.440 referente à mensuração dos instrumentos passivos, foi reconhecida no resultado do exercício na rubrica receita financeira, não tendo sido reconhecidos quaisquer efeitos em outros resultados abrangentes.

Apresentamos abaixo quadro de conciliação dos saldos iniciais e saldos finais das opções de compra e venda para o exercício findo em 31 de dezembro de 2015, conforme requerido pelo IFRS 13/CPC 46:

	Consolidado	
	Ativo	Passivo
Saldo em 31/12/2014	-	-
Mensuração a valor justo	10.342	(2.440)
Recebimento líquido de caixa pela liquidação dos fluxos	(1.522)	-
Saldo em 31/12/2015	8.820	(2.440)

c) Análise de sensibilidade

Em consonância com a Instrução CVM nº 475/2008, a Companhia e suas controladas realizaram 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 conseqüente impacto negativo no resultado da Companhia e suas controladas. 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 e suas controladas estão quantificando os riscos através da exposição líquida das variáveis (dólar, euro, CDI, IGP-M, IPCA 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 três cenários distintos seria:

Instrumentos	Exposição (R\$ mil) (a)	Risco	Consolidado		
			Redução (aumento) R\$ mil		
			Depreciação cambial (b)	Apreciação/ Depreciação cambial de 25%(c)	Apreciação/ Depreciação cambial de 50%(c)
Instrumentos financeiros passivos	(6.690.487)		(1.019.131)	908.274	2.835.678
Derivativos - swap plain vanilla	6.892.745		1.049.940	(935.731)	(2.921.403)
	202.259	baixa dólar	30.809	(27.458)	(85.725)
Instrumentos financeiros passivos	(322.465)		(49.792)	(142.856)	(235.920)
Derivativos - swap plain vanilla	316.433		48.860	140.183	231.507
	(6.032)	alta euro	(931)	(2.672)	(4.413)
Total	196.227		29.878	(30.130)	(90.138)

Instrumentos	Exposição (US\$ mil)	Risco	Aumento R\$ mil		
			Depreciação cambial (b)	Depreciação cambial de 25%(c)	Depreciação cambial de 50%(c)
Derivativos - zero-cost collar	107.434 (d)	alta dólar	(26.870)	(65.621)	(104.373)

(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 de 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.

(d) Devido às características deste derivativo (*zero-cost collar*) o nocional está apresentado em dólar norte-americano.

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; IGP-M 10,54% a.a.; TJLP 6,21% a.a. e IPCA 10,67% a.a.), os efeitos que seriam registrados nas demonstrações financeiras consolidadas para os próximos 12 meses seria uma despesa financeira líquida de R\$ 1.279.878 (CDI R\$ 986.888, IGP-M R\$ 7.667, TJLP R\$ 284.521 e IPCA R\$ 802). 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	Consolidado		
			Cenário I(a)	Redução (aumento)	
				Elevação de índice em 25%(b)	Elevação de índice em 50%(b)
Instrumentos financeiros ativos	6.160.232		161.398	404.727	648.056
Instrumentos financeiros passivos	(8.601.345)		(225.355)	(565.108)	(904.861)
Derivativos - swap plain vanilla	(5.046.654)		(132.222)	(331.565)	(530.908)
	(7.487.767)	alta CDI	(196.180)	(491.946)	(787.713)
Instrumentos financeiros passivos	(72.739)	alta IGP-M	2.204	838	(527)
Instrumentos financeiros passivos	(4.581.666)	alta TJLP	(36.195)	(116.374)	(196.553)
Instrumentos financeiros passivos	(83.177)		1.747	(35)	(1.817)
Derivativos - swap plain vanilla	75.662		(1.589)	32	1.653
	(7.514)	alta IPCA	158	(3)	(164)
Total	(12.149.686)		(230.013)	(607.486)	(984.958)

(a) Os índices de CDI, IGP-M, TJLP e IPCA considerados de: 15,8%, 7,51%, 7%, 8,57%, 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 no 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 e suas controladas devem liquidar as respectivas obrigações.

2015	Nota explicativa	Média ponderada das taxas de juros	Consolidado						Total
			Menos de 1 mês	1-3 meses	3 meses a 1 ano	1-3 anos	4-5 anos	Mais de 5 anos	
Fornecedores	16		3.155.024	2.826	3.361	633	-	-	3.161.842
Empréstimos e financiamentos - principal e encargos	17	12,31%	595.799	780.466	2.913.815	8.654.047	4.015.848	3.062.584	20.022.560
Derivativos	35		-	-	981	-	21.426	11.779	34.186
Debêntures - principal e encargos	18	14,82%	92.770	126.496	1.201.363	5.165.248	2.758.553	899.343	10.243.772
Taxas regulamentares	20		852.017	-	-	-	-	-	852.017
Uso do bem público	23	15,95%	788	5.270	18.965	69.172	118.313	253.232	465.741
Outros	24		28.937	163.930	27.490	-	-	17.750	238.107
Consumidores e concessionárias			11.307	28.907	13.745	-	-	-	53.959
Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico - FNDCT			955	3.161	-	-	-	-	4.115
Empresa de Pesquisa Energética - EPE			485	1.580	-	-	-	-	2.065
Convênio de arrecadação			-	130.282	-	-	-	-	130.282
Fundo de reversão			-	-	-	-	-	17.750	17.750
Aquisição de negócios			16.190	-	13.745	-	-	-	29.935
Total			4.725.334	1.078.988	4.165.974	13.889.100	6.914.140	4.244.688	35.018.225

(36) COMPROMISSOS

Os compromissos da Companhia relacionados a contratos de longo prazo para compra de energia e para projetos para construção de usinas, em 31 de dezembro de 2015, são como segue:

Obrigações contratuais em 31/12/2015	Duração	Consolidado					Total
		Menos de 1 ano	1-3 anos	4-5 anos	Mais de 5 anos		
Compra de energia (exceto Itaipu)	Até 30 anos	7.905.987	14.852.772	15.589.876	59.267.009	97.615.644	
Compra de energia de Itaipu	Até 30 anos	2.345.613	4.714.829	5.010.501	23.492.838	35.563.781	
Encargos de uso do sistema de distribuição e transmissão	Até 34 anos	1.062.027	2.967.006	3.638.288	19.717.250	27.384.570	
Prêmio de risco - repactuação do risco hidrológico	Até 25 anos	46.016	-	7.166	180.995	234.177	
Projetos de construção de usina	Até 18 anos	961.843	298.299	71	-	1.260.213	
Fornecedores de materiais e serviços	Até 31 anos	1.333.362	945.660	226.395	538.416	3.043.834	
Total		13.654.849	23.778.566	24.472.297	103.196.508	165.102.220	

Os projetos para construção de usinas incluem compromissos firmados basicamente para disponibilizar recursos na construção relacionados às controladas do segmento de energia renovável.

(37) TRANSAÇÕES NÃO ENVOLVENDO CAIXA

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014
Transações oriundas de combinações de negócios				
Empréstimos, financiamentos e debentures	-	-	-	(1.009.877)
Imobilizado adquirido por combinação de negócios	-	-	-	1.616.999
Intangível adquirido por combinação de negócios, líquido dos efeitos tributários	-	-	-	626.399
Impostos diferidos sobre combinação de negócios	-	-	-	(305.259)
Outros ativos líquidos adquiridos por combinação de negócios	-	-	-	(23.669)
	-	-	-	904.593
Contraprestação paga com o caixa adquirido	-	-	-	(70.930)
Contraprestação transferida mediante emissão de ações	-	-	-	(833.663)
Outras transações				
Aumento de capital com reserva de lucros	554.888	-	-	-
Aumento de capital em investidas com AFAC	905.167	59.397	-	-
Adiantamento para futuro aumento de capital em controladas	-	28.005	-	-
Provisão (reversão) para custos socioambientais capitalizadas no imobilizado	-	-	-	9.193
Juros capitalizados no imobilizado	-	-	34.212	4.225
Juros capitalizados no intangível da concessão - infraestrutura de distribuição	-	-	11.358	8.044
Transferência do ativo financeiro da concessão e do intangível para o imobilizado decorrente da cisão da atividade de geração nas distribuidoras	-	-	-	5.828
Transferência entre imobilizado e outros ativos	-	-	2.928	16.430
Realização de reserva de capital de não controlador contra contas a receber	-	-	-	2.189

(38) FATO RELEVANTE E EVENTO SUBSEQUENTE**38.1 Empréstimos e financiamentos**

Em 20 de janeiro de 2016, foi aprovado pelo Conselho de Administração das controladas CPFL Paulista, CPFL Piratininga, RGE e CPFL Geração a captação de recursos através de empréstimos em moeda estrangeira (com swap para CDI), 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: (i) CPFL Geração: R\$ 1.300.000; (ii) CPFL Paulista: R\$ 400.000; (iii) CPFL Piratininga: R\$ 350.000 e (iv) RGE: R\$ 450.000

38.2 Homologação das Bandeiras Tarifárias

Os Despachos nº 7 de 5 de janeiro de 2016 e nº 265 de 1º de fevereiro de 2016 homologaram os valores referentes as bandeiras tarifárias de novembro e dezembro de 2015 conforme segue:

Controlada	Despacho nº7	Despacho nº265
CPFL Paulista	84.813	78.667
CPFL Piratininga	33.341	32.095
CPFL Santa Cruz	3.395	3.155
CPFL Leste Paulista	1.062	934
CPFL Sul Paulista	1.426	1.362
CPFL Jaguari	1.854	1.703
CPFL Mococa	773	683
RGE	24.237	23.642
	<u>150.901</u>	<u>142.241</u>

38.3 Reajuste Tarifário Anual – CPFL Santa Cruz, CPFL Leste Paulista, CPFL Sul Paulista, CPFL Jaguari e CPFL Mococa

Em 02 de fevereiro de 2016, a ANEEL publicou a Resolução Homologatória nº2.017 prorrogando a vigência das tarifas de energia das controladas CPFL Santa Cruz, CPFL Leste Paulista, CPFL Sul Paulista, CPFL Jaguari e CPFL Mococa até 21 de março de 2016, em função da renovação da concessão e da alteração da data de seu processo tarifário, de 03 de fevereiro para 22 de março.

38.4 Bonificação em ações aos acionistas

Visando reforçar a estrutura de capital da Companhia, a Administração recomendou, em março de 2016, ao Conselho de Administração que fosse proposto à Assembleia Geral a capitalização do saldo da reserva estatutária – reforço de capital de giro com a emissão, em favor dos acionistas, de novas ações.

PARECER DO CONSELHO FISCAL

Os membros do Conselho Fiscal da CPFL Energia S.A., no desempenho de suas atribuições legais, examinaram o Relatório da Administração, as Demonstrações Financeiras do Exercício Social de 2015 e, ante os esclarecimentos prestados pela Diretoria da Companhia, pelo representante da Auditoria Externa e, ainda, com base no parecer da Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes, datado de 7 de março de 2016, são de opinião que os referidos documentos estão em condição de serem apreciados e votados pela Assembleia Geral Ordinária de Acionistas, a ser realizada em 29 de abril de 2016.

São Paulo, 16 de março de 2016.

WILLIAM BEZERRA CAVALCANTI FILHO

Presidente

ADALGISO FRAGOSO DE FARIA

Conselheiro

MARCELO DE ANDRADE

Conselheiro

CARLOS ALBERTO CARDOSO MOREIRA

Conselheiro

CELENE CARVALHO DE JESUS

Conselheira

CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

MURILO CESAR L.S. PASSOS
Presidente

DÉCIO BOTTECHIA JUNIOR
Vice-Presidente

ALBRECHT CURT REUTER DOMENECH
FRANCISCO CAPRINO NETO
DELI SOARES PEREIRA
LICIO DA COSTA RAIMUNDO
ANA MARIA ELORRIETA
Conselheiros

DIRETORIA

WILSON P. FERREIRA JUNIOR
Diretor Presidente

GUSTAVO ESTRELLA
Diretor Vice-Presidente Financeiro
e de Relações com Investidores

WAGNER LUIZ SCHNEIDER DE FREITAS
Diretor Vice-Presidente
de Planejamento e Gestão Empresarial

LUIZ HENRIQUE FERREIRA PINTO
Diretor Vice-Presidente de Operações Reguladas

CARLOS DA COSTA PARCIAS JÚNIOR
Diretor Vice-Presidente de Desenvolvimento de Negócios

KARIN REGINA LUCHESI
Diretor Vice-Presidente de Operações de Mercado

LUIZ EDUARDO FRÓES DO AMARAL OSORIO
Diretor Vice-Presidente Jurídico e de Relações Institucionais

DIRETORIA DE CONTABILIDADE

SERGIO LUIS FELICE
Diretor de Contabilidade
CT CRC 1SP192767/O-6

RELATÓRIO DOS AUDITORES INDEPENDENTES SOBRE AS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

Ao Conselho de Administração e Acionistas da
CPFL Energia S.A.
São Paulo - SP

Introdução

Examinamos as demonstrações financeiras individuais e consolidadas da CPFL Energia S.A. (“CPFL Energia” ou “Companhia”), identificadas como controladora e consolidado, respectivamente, que compreendem os balanços patrimoniais 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 individuais e consolidadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e de acordo com as normas internacionais de relatório financeiro (IFRS), emitidas pelo *International Accounting Standards Board* (IASB), assim como 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 individuais e consolidadas anteriormente referidas apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira,

individual e consolidada, da CPFL Energia S.A. em 31 de dezembro de 2015, o desempenho individual e consolidado de suas operações e os seus respectivos fluxos de caixa para o exercício findo naquela data, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e com as normas internacionais de relatório financeiro (IFRS) emitidas pelo *International Accounting Standards Board* (IASB).

Outros assuntos

Demonstrações do valor adicionado

Examinamos, também, as demonstrações individuais e consolidadas do valor adicionado (DVAs), referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2015, preparadas sob a responsabilidade da Administração da Companhia, cuja apresentação é requerida pela legislação societária brasileira para companhias abertas e como informação suplementar pelas IFRSs que não requerem a apresentação da DVA. Essas demonstrações foram submetidas aos mesmos procedimentos de auditoria descritos anteriormente e, em nossa opinião, estão adequadamente apresentadas, 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 CPFL Energia S.A, sociedade por ações de capital aberto, com sede na Rua Gomes de Carvalho, 1510 - 14º andar – Sala 142 - Vila Olímpia - São Paulo - SP - Brasil, inscrita no CNPJ sob nº 02.429.144/0001-93, declaram que:

- a) reviram, discutiram e concordam com as opiniões expressas no parecer da DELOITTE TOUCHE TOHMATSU, relativamente as demonstrações contábeis da **CPFL Energia** do exercício social findo em 31 de dezembro de 2015;
- b) reviram, discutiram e concordam com as demonstrações contábeis da **CPFL Energia** do exercício social findo em 31 de dezembro de 2015.

Campinas, 7 de março de 2016.

Wilson P. Ferreira Junior
Diretor Presidente

Gustavo Estrella

Diretor Vice-Presidente Financeiro e de
Relações com Investidores

Wagner Luiz Schneider de Freitas

Diretor Vice-Presidente
de Planejamento e Gestão
Empresarial

Carlos da Costa Parcias Júnior

Diretor Vice-Presidente de
Desenvolvimento de Negócios

Karin Regina Luchesi

Diretor Vice-Presidente de
Operações de Mercado

Luis Henrique Ferreira Pinto

Diretor Vice-Presidente de Operações
Reguladas

Luiz Eduardo Fróes do Amaral Osorio

Diretor Vice-Presidente Jurídico e de
Relações Institucionais