

RELATÓRIO DE ADMINISTRAÇÃO – 2014

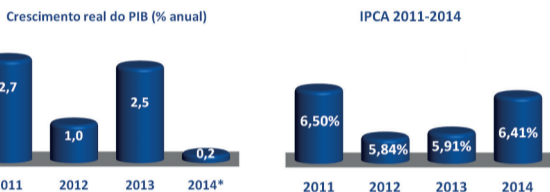
MENSAGEM DO PRESIDENTE DO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

Prezados Acionistas, O ano de 2014 foi de desafios e realizações para a Celpe e para o Grupo Neoenergia. Frente a um complexo cenário econômico e de escassez hídrológica, a solidez construída pela Companhia ao longo dos últimos anos nos levou a grandes marcos e importantes conquistas. Refirmamos nossa essência, a missão de “ser a energia que movimenta e ilumina a vida para o bem-estar e desenvolvimento da sociedade”. Com 3,4 milhões de clientes, a Celpe contribuiu para a consolidação da Neoenergia como o maior Grupo privado do setor elétrico brasileiro em número de clientes, superando a marca de 10 milhões nos três estados em que está presente – Pernambuco, Bahia e Rio Grande do Norte. Tal feito é resultado de um trabalho realizado com eficiência, qualidade, segurança e respeito ao indivíduo. Nosso propósito é continuar atuando fortemente para o crescimento e desenvolvimento do nosso país. Com inovação e empreendedorismo, implantamos a leitura e o faturamento simultâneos em 100% da nossa base de clientes. Um número inédito de utilização em larga escala dessa tecnologia e que representou investimentos da ordem de R\$ 22 milhões para a Companhia. Para atingirmos essa marca, a perseverança, o compromisso com nossos clientes e a qualidade da gestão fizeram com que um projeto-piloto, iniciado em outubro de 2013, chegasse de forma gradual, ao longo de pouco mais de um ano, a todos os consumidores atendidos pela Celpe. Em 2014, a Celpe totalizou um volume de 13.389 GWh de energia distribuída, o que representou um crescimento de 4,2% em relação a 2013. Nos últimos dez anos, tivemos um crescimento acumulado de 71,1% da energia distribuída pela Celpe, enquanto que no mesmo período a distribuição de energia no Nordeste e no Brasil cresceu 49,8% e 43,6%, respectivamente. É a nossa excelência a serviço do desenvolvimento da sociedade, da transformação de uma região e do avanço de um país. Mesmo com o cenário adverso, a Celpe atingiu um EBITDA de R\$ 464 milhões e lucro líquido de R\$ 130 milhões. Os investimentos em expansão e modernização do sistema elétrico totalizaram R\$ 454 milhões em 2014. Pelo quarto ano consecutivo, o *rating* de crédito corporativo dado a Celpe pela S&P foi de brAAA na Escala Brasil. O Grupo foi além das fontes tradicionais de geração de energia e diversificou sua atuação ao inaugurar, em 2014, a primeira usina solar fotovoltaica da Ilha de Fernando de Noronha. Um projeto que agrega o nosso trabalho em pesquisa e desenvolvimento ao nosso compromisso com sustentabilidade e inovação. Além de contribuir para mover Pernambuco a novos patamares de crescimento e levar um bem essencial para a vida das pessoas, temos consciência da nossa responsabilidade em atuar e produzir boas práticas com sustentabilidade. Por isso, ao longo de 2014, demos continuidade às ações do Programa de Eficiência Energética, que tem por objetivo despertar no consumidor comportamentos mais seguros e eficientes no uso da energia elétrica. Firmamos também, no ano passado, uma parceria com o Fundo das Nações Unidas para a Infância (Unicef), com o objetivo de apoiar o “Seló Unicef - Município Aprovado” em Pernambuco, além de levar às comunidades do semiárido conhecimento sobre sustentabilidade, segurança e eficiência energética. Todo esse trabalho não seria possível sem o apoio dos nossos mais de 1.700 colaboradores, que são a força motriz que nos permite alcançar e manter uma posição de destaque no mercado. Estamos entre as maiores empresas do país, resultado do compromisso de um time de profissionais dispostos a criar valor para todos os nossos públicos de relacionamento: clientes, fornecedores, comunidades e acionistas. Justamente por valorizar as pessoas, 2014 foi o ano de dar protagonismo à segurança e de alinhar nossas ações voltadas para a segurança no trabalho e nas comunidades à nossa missão. “Acima de tudo, a vida!” passou a ser o nosso lema. O rigor com a segurança está presente em todos os projetos e iniciativas abrangendo nossa força de trabalho, empresas parceiras e, sobretudo, a comunidade. Esses esforços foram chancelados pelo 8º Prêmio Abracopel de Jornalismo - com destaque para reportagens sobre segurança e prevenção de acidentes veiculares na imprensa pernambucana – e pelo troféu Transparência 2014. A premiação, realizada pela Anecaf em parceria com a Fundação Instituto de Pesquisas Contábeis, Atuariais e Financeiras (Ipeccaf) e a Serasa Experian, reconheceu a distribuidora por sua ética e transparência na prestação de contas aos *stakeholders*. Esperamos que em 2015 nossa experiência, nosso profissionalismo e nosso comprometimento nos deem condições de enfrentar os desafios trazidos pelo cenário econômico e pela crise hídrológica e nos ajudem a sedimentar o caminho que nos levará a um futuro de grandes realizações.

MARCO GEOVANNI TOBIAS DA SILVA
Presidente do Conselho de Administração

1. CONJUNTURA ECONÔMICA

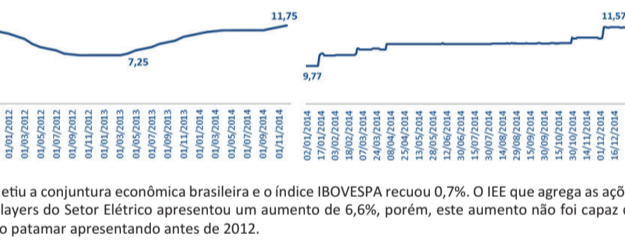
Mesmo com um fraco desempenho econômico, motivado por um cenário geral de incertezas que perduraram todo o ano de 2014, o consumo de energia elétrica no Brasil cresceu 2,13%. A queda no preço internacional das commodities refletiu na retração dos setores extrativos e de bens primários. O aumento das taxas básicas de juros afetou o consumo das famílias, com efeitos sobre o setor de serviços e industrial. O comportamento do cenário econômico brasileiro em 2014 pode ser observado através da trajetória dos indicadores a seguir:



* A Taxa de Juros de Longo Prazo (TJLP), que serve de referência para empréstimos do BNDES ao setor produtivo, de janeiro a dezembro de 2014 foi mantida no patamar de 5%, já no período de janeiro a março de 2015, a taxa sofreu acréscimo de 0,5%. A taxa básica de juros (SELIC) sofreu seguidos aumentos em 2014 e terminou o ano em 11,75%. Esta política de sucessivos aumentos da SELIC teve como finalidade a contenção da inflação. A taxa CDI acompanhou o mesmo comportamento da SELIC com uma trajetória de aumento durante o ano de 2014, atingindo o patamar de 11,57 no final do ano.

TJLP	
2015	
Janeiro a Março	5,00%
2014	
Outubro a Dezembro	5,00%
Julho a Setembro	5,00%
Abril a Junho	5,00%
Janeiro a Março	5,00%

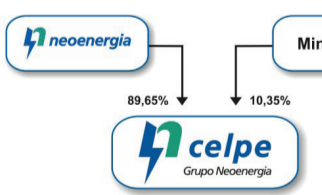
A Bovespa refletiu a conjuntura econômica brasileira e o índice IBOVESPA recuou 0,7%. O IEE que agrega as ações dos principais players do Setor Elétrico apresentou um aumento de 6,6%, porém, este aumento não foi capaz de retornar o IEE ao patamar apresentando antes de 2012.



Em relação à economia pernambucana, segundo dados divulgados pela Agência Estadual de Planejamento e Pesquisas de Pernambuco (Conpede/Fidem), o crescimento do PIB pernambucano acumulado até setembro/14 foi de 2,8% em comparação com igual período do ano anterior, esse resultado é superior ao crescimento do Brasil que foi de 0,2% para igual período. A agropecuária apresentou um crescimento significativo no começo do ano devido a melhorias climáticas e a um efeito base, já os serviços industriais de utilidade pública se destacaram no segundo e terceiro trimestres devido a uma forte influência da geração térmica. Outro segmento que compõe o setor industrial é a construção civil, que começou a desacelerar em função de um arrefecimento da construção imobiliária, da fase de conclusão de algumas obras nos grandes empreendimentos industriais e do atraso nos investimentos nas grandes obras de infraestrutura.

2. BREVE HISTÓRICO DA COMPANHIA

A Companhia Energética de Pernambuco – CELPE foi fundada em 10 de fevereiro de 1965, como uma sociedade de economia mista, estando o Governo do Estado como controlador. Como parte do Programa Nacional de Desestatização (PND), a CELPE foi privatizada no dia 17 de fevereiro de 2000, tendo o seu controle adquirido pelo Consórcio Guaraniã (atualmente denominada Neoenergia) pelo valor de R\$ 1,7 bilhões. O racionamento de energia marcou o ano de 2001 em todo o Brasil. A CELPE enfrentou o maior desafio da sua história, apenas 15 meses após a privatização. A Empresa se reestruturou rapidamente, remanejando empregados, contratando mais funcionários terceirizados, alterando sistemas de informação, além de ampliar o atendimento e investir em comunicação. Em setembro de 2001, a Empresa constituiu a Termopernambuco, uma produtora independente de energia elétrica, cuja construção foi financiada pelo BID, pela própria CELPE e pela Neoenergia. Em outubro de 2003, a CELPE transferiu o controle da Termopernambuco para a Neoenergia. Em 2004, visando melhor se adequar às demandas do mercado, melhorou sua gestão e aproveitou a sinergia dos negócios, o Grupo Neoenergia reestruturou-se e implementou um novo modelo de Governança Corporativa. O Grupo passou a operar com um quadro diretivo único, com conselheiros da holding presentes nas principais controladas, incluindo a CELPE. Após 50 anos de história, a CELPE atende atualmente a uma população estimada de 8,9 milhões de habitantes (3,4 milhões de clientes) em 184 municípios do Estado de Pernambuco, além do Distrito de Fernando de Noronha e do município de Pedras de Fogo na Paraíba. Sua área de concessão engloba 98.547 Km² e atende a 100% do total dos domicílios do Estado de Pernambuco. O capital social de R\$ 590,2 milhões é representado por ações ordinárias (ON), ações preferenciais classes “A” (PNA) e “B” (PNB). Desse total, 89,65% pertencem ao Grupo Neoenergia e 10,35% a acionistas minoritários.



O capital social é representado por 74.612.388 ações nominativas escriturais, sem valor nominal, sendo 66.302.693 ações ordinárias, 7.567.254 ações preferenciais classe A e 742.441 ações preferenciais classe B. As ações da CELPE são listadas na Bolsa de Valores de São Paulo (BMF&BOVESPA), através dos códigos de ativos: CEPES (ON), CEPES (PNA) e CEPEG (PNB).

3. GOVERNANÇA

As práticas de Governança Corporativa adotadas pelas empresas do Grupo Neoenergia seguem as diretrizes recomendadas pelo Instituto Brasileiro de Governança Corporativa (IBGC) para assegurar a transparência e a equidade nos negócios, bem como o respeito aos direitos das partes interessadas. O modelo permite o aproveitamento da sinergia entre as empresas controladas pela Neoenergia por meio da unificação de processos. A estrutura de governança da Companhia é composta por Conselho de Administração, Conselho Fiscal e Diretoria, com o apoio de comitês instalados na holding da Companhia que contribuem para as deliberações e tomadas de decisão. O Acordo de Acionistas, celebrado entre os sócios da Neoenergia, orienta a atuação dos conselheiros e estabelece cláusula para abstenção de voto sobre temas que possam representar conflito de interesses. **3.1. Estrutura de Governança: Conselho de Administração:** É integrado atualmente por cinco membros (e seus respectivos suplentes) eleitos pela Neoenergia, acionista controlador, em Assembleia Geral de Acionistas, com mandato de dois anos, sendo permitida a reeleição. As atribuições do Conselho incluem a orientação geral dos negócios e a eleição e destituição dos diretores. Os membros se reúnem bimestralmente para avaliar os desempenhos econômico, ambiental e social da companhia. Os integrantes podem ainda se reunir extraordinariamente quando convocados pelo presidente ou pela maioria dos membros. **Conselho Fiscal:** Com função independente, o Conselho Fiscal é composto por quatro membros titulares e igual número de suplentes, eleitos pela Assembleia Geral Ordinária para mandatos de um ano, sendo três eleitos pelo acionista controlador e um eleito pelos acionistas preferencialistas. O Conselho Fiscal tem como objetivo garantir o exercício do direito dos acionistas de fiscalizar a gestão dos negócios e sua função fiscalizadora independente é reforçada pela atuação individual dos conselheiros prevista em lei. **Diretoria:** A Diretoria Executiva do Grupo Neoenergia está estruturada de forma matricial na qual os diretores estatutários da holding Neoenergia também são diretores da Companhia. É responsável pela gestão dos negócios, sendo composta atualmente por seis membros, incluindo o diretor-presidente. Seus integrantes são nomeados pelo Conselho de Administração para mandatos de três anos, passíveis de renovação. Os diretores se reúnem ordinariamente, uma vez por semana ou sempre que convocados por qualquer um de seus pares. **Comitês:** O Grupo Neoenergia possui três diferentes comitês, instalados apenas na holding: de Auditoria, Financeiro e de Remuneração e Sucesso. Cada Comitê, dentro de seu escopo, é responsável por análises e recomendações de grande parte das decisões do Conselho de Administração. Cada Comitê é formado por 03 membros titulares e seus respectivos suplentes, indicados pelo Conselho de Administração. Os Comitês de Auditoria e Financeiro realizam reuniões mensais e o Comitê de Remuneração e Sucesso, trimestralmente, podendo realizar de forma extraordinária sempre que necessário. **3.2.**

Relações com Investidores: No intuito de disponibilizar informações com elevado padrão de qualidade, transparência e confiabilidade, com base na legislação pertinente e nas regras que regulam o setor elétrico, a CELPE adota uma política de comunicação consistente, clara e confiável com o mercado de capitais, zelando pelo relacionamento com acionistas, analistas de mercado, instituições financeiras, agências de *rating* e instituições reguladoras, em conformidade com as boas práticas de governança corporativa. A CELPE disponibiliza informações através da área de Relações com Investidores, e-mail (ri@celpe.com.br), no site corporativo (www.celpe.com.br – link RI) e por meio dos relatórios e informes trimestrais e anuais enviados para a BMF&BOVESPA e CVM. Além disso, o Grupo Neoenergia realiza reuniões individuais do tipo *one-to-one* com as principais instituições de relacionamento e divulga Relatórios de Acompanhamento e *webconference* trimestrais com os principais números de cada empresa do Grupo e consolidado. **3.3. Direito dos Acionistas e Política de Dividendos:** A CELPE possui definido em seu estatuto social que os acionistas terão direito a um dividendo não cumulativo, de no mínimo 25% do lucro líquido do exercício, ajustado na forma do Artº 202 da Lei 6.404/76, compensando-se os dividendos intermediários. O estatuto prevê que as ações preferenciais classe “A” têm direito a um dividendo mínimo, não cumulativo, de 10% (dez por cento) ao ano sobre o lucro líquido, enquanto as ações preferenciais classe “B” têm direito a dividendos 10% (dez por cento) maiores que os atribuídos às ações ordinárias. Os juros sobre capital próprio poderão ser imputados ao dividendo obrigatório, conforme legislação aplicável. Em 2014, houve a deliberação do montante de R\$ 76,1 milhões a título de Juros Sobre o Capital Próprio (JSCP). **3.4. Auditoria e controles internos:** A CELPE, alinhada aos princípios básicos de Governança Corporativa, padrões legais e éticos, estabelece e mantém um ambiente de controles internos adequado. Os trabalhos são feitos de forma integrada, e em conjunto com os auditores internos visando à aplicação das boas práticas. A área desenvolve trabalhos com ênfase nos controles contábeis, mapeia os principais processos, elabora matriz de risco e controles e realiza walkthrough, com o objetivo de certificar a qualidade das informações que constituem as demonstrações financeiras, contribuindo para a eficiência dos processos do departamento. Controles Internos responde também pela Gestão de Normativos através do Sistema SGN para assistência às áreas de negócios na divulgação dos normativos da companhia, contribuindo para um ambiente seguro, controlado e eficiente dos processos.

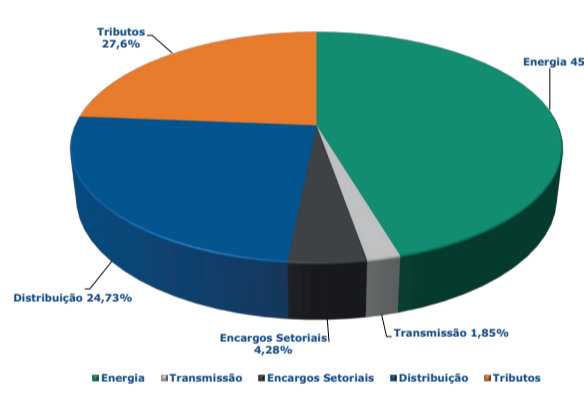
4. AMBIENTE REGULATÓRIO

4.1. Cenário e Impactos: 4.1.1. Aumento da Exposição Contratual das Distribuidoras: Diversos fatores agravaram gradativamente a cobertura contratual das distribuidoras nos últimos anos. O primeiro impacto para as distribuidoras foi provocado pelo vencimento dos contratos com as geradoras que não aderiram à proposta de renovação, conforme condições estabelecidas na MP 575, pois a energia produzida por estas geradoras não fez parte do sistema de cotas, causando logo de início uma redução da cobertura contratual das distribuidoras. Ao longo de 2013, alguns Leilões de Energia Existente foram promovidos na tentativa de reduzir a descontração das distribuidoras, no entanto, o resultado desses leilões foi aquém do esperado: no primeiro leilão, não houve negociação e no segundo, no final do ano, a contratação representou apenas cerca de 40% da necessidade das distribuidoras. No início do ano de 2014, a subcontratação das distribuidoras foi ampliada em virtude do vencimento de contratos de energia existente ao final de 2013. Com o intuito de mitigar essa exposição contratual, a ANEEL promoveu em abril o 13º Leilão de Energia Existente (Leilão A de 2014), cujo início do período de fornecimento se deu no mesmo ano. O total de energia contratada neste primeiro leilão de 2014 foi de 2.046 MWh, a um preço médio de R\$ 268,33/MWh. Em 05 de dezembro de 2014, foi realizado outro Leilão de Energia Existente (Leilão A-1 de 2014), com entrega para janeiro de 2015, que teve como atendimento prioritário o montante de reposição declarado pelas distribuidoras, tendo como resultado a frustração de 46% do Montante de Reposição declarado. A CELPE não apresentou grandes volumes de energia descontraçada e praticamente não teve contratos vencendo ao final de 2013, os quais poderiam ser recontraçados para fornecimento em 2014, mas sofreu os efeitos de exposição decorrentes das postergações e liminares judiciais de algumas usinas e linhas de transmissão que entrariam em operação em 2014. **4.1.2 Conta ACR:** Em 02 de abril de 2014, foi publicado o Decreto nº 8.221/2014 estabelecendo a criação da CONTA-ACR destinada a cobrir total ou parcialmente, as despesas incorridas pelas concessionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica em decorrência de: (i) exposição involuntária e (ii) despacho das usinas termelétricas vinculadas aos contratos no ambiente regulado (CCEAR), na modalidade por disponibilidade. A partir da competência de julho/14, conforme despacho ANEEL nº 3.998/14, em face ao provimento parcial de recurso administrativo interposto pela Abradee, a ANEEL passou a reconhecer como exposição involuntária os custos incorridos com o risco hídrológico das cotas de energia renovada, nos termos da Lei nº 12.783/2013. Em relação a esses itens, foram homologados e repassados recursos da CONTA-ACR para a CELPE no valor de R\$ 340,1 milhões relativo às competências de fevereiro/14 a outubro/14. Para as competências de novembro/14 e dezembro/14, a ANEEL decidiu postergar a liquidação dos valores sem abertura tarifária para 31/03/2015, viabilizando com isso a possibilidade de novos aportes na CONTA-ACR. **4.1.3 Redução do PLD tecto:** Com o intuito de mitigar o risco financeiro do mercado de curto prazo enfrentado em virtude da hidrológica desfavorável e consequente alta do PLD, e também devido a grande exposição contratual das distribuidoras, exigindo elevados aportes da CONTA-ACR para evitar a quebra destas empresas, após período de Audiência Pública, a Diretoria da ANEEL, aprovou em 24 de novembro de 2014, a redução do PLD Máximo de R\$ 822,23/MWh para R\$ 388,48/MWh, tendo como base o CVU da UTE Mário Lago, com capacidade instalada de 922,62 MW. Já o PLD Mínimo foi alterado de R\$ 15,62/MWh para R\$ 30,26/MWh tendo como referência o custo de geração das usinas comprometidas com os contratos de cotas. Os novos limites estarão vigentes a partir de 2015. **4.2. Reajuste Tarifário:** A ANEEL, através da Resolução Homologatória nº 1.723 de 28 de abril de 2014, fixou em 15,99% o índice de reajuste das tarifas da CELPE, resultado do Reajuste Tarifário de 2014, com vigência a partir de 29 de abril de 2014, sendo 14,05% relativos ao reajuste tarifário anual e 1,94% aos componentes financeiros. A variação percentual média percebida na conta dos consumidores cativos foi em média de 17,75%, sendo de 17,69% para os consumidores atendidos em baixa tensão, que representam mais de 99% dos clientes e inclui os clientes residenciais. Já os consumidores cativos industriais e comerciais de média e grande porte, atendidos em alta tensão, tiveram aumento de 17,86%, em média. **4.2.1 Tarifa Média:** A tabela abaixo apresenta, para cada classe de consumo, a tarifa média de fornecimento em R\$/MWh praticada pela CELPE.

Classe	Tarifa média de Fornecimento em R\$/MWh
Residencial	376,58
Industrial	367,82
Comercial	440,21
Rural	233,30
Poder público	404,84
Outros	255,38

Nota: Os impostos considerados na tarifa foram o ICMS, PIS e COFINS

O gráfico a seguir apresenta a porcentagem de cada segmento da cadeia produtiva na tarifa média da CELPE.



4.3. Aditivo Contrato de Concessão: Cada uma das distribuidoras do grupo Neoenergia assinou com ANEEL um aditivo dos seus respectivos Contratos de Concessão de Distribuição de Energia Elétrica em 10 de dezembro de 2014, para inclusão de cláusula específica, de forma a reconhecer que serão considerados, para fins de indenização, os saldos remanescentes (ativos ou passivos) de eventual insuficiência de recolhimento ou ressarcimento pela tarifa em decorrência da extinção, por qualquer motivo, da concessão, relativos a valores financeiros a serem apurados com base nos regulamentos preestabelecidos pela ANEEL, incluídos aqueles constituídos após a última alteração tarifária. Esses aditivos foram assinados para permitir voltar a contabilizar os ativos e passivos financeiros setoriais na contabilidade societária. Ocorre que, a partir de 2001, os ativos e passivos financeiros setoriais passaram a ser contabilizados no Brasil, utilizando prática contábil similar à adotada nos Estados Unidos, em conformidade ao pronunciamento SFAS 71 (contabilização para certos tipos de regulação), mas em 2010, com a adoção do IFRS (International Financial Reporting Standards), o Brasil passou a não mais registrar os saldos dos ativos e passivos financeiros setoriais na contabilidade societária, em função de uma interpretação de que não estaria atendendo a estrutura conceitual do IFRS, pois, esses itens dependeriam de eventos futuros. No entanto, a contabilidade regulatória foi instituída pela ANEEL em 2010, com o pressuposto de que se trata de ativos ou passivos líquidos e certos, determinando a manutenção desses registros. Com base na legislação e regulamentação da ANEEL, para dar eficácia ao princípio do equilíbrio econômico e financeiro da concessão, a ANEEL resolveu reconhecer, mediante aditivo do contrato de concessão, a incorporação aos valores indenizáveis, dos valores remanescentes ainda não compensados totalmente por meio da tarifa. **4.4. Bandeiras Tarifárias:** Por força da regulamentação do Setor Elétrico, a partir de 01 de janeiro de 2015 foram estabelecidas as bandeiras tarifárias verde, amarela e vermelha, que constituem sinais tarifários que vão indicar e refletir na conta dos consumidores os atuais custos de geração, de acordo com a variação do Custo Marginal de Operação (CMO) e do Encargo de Serviços de Sistema (ESS). A ANEEL divulgará mês a mês as bandeiras que estarão em funcionamento. **4.5. Ouvidoria:** A Ouvidoria é mais um canal de relacionamento da Distribuidora criado, especialmente, para registrar e dar tratamento às sugestões, elogios e reclamações de clientes, que não foram solucionadas pelos canais de atendimento. Através dessas manifestações, a Ouvidoria atua junto às áreas para orientar quanto ao fiel cumprimento da regulamentação do setor elétrico, visando eliminar os riscos regulatórios. O principal desafio da Ouvidoria é resgatar a satisfação do cliente. Em 2014, a Ouvidoria da CELPE recebeu 80.748 manifestações, das quais 10,52% foram reclamações de consumidores insatisfeitos com os serviços prestados pela Distribuidora. Os processos mais reclamados foram: interrupção de energia, apresentação/entrega de fatura e ligação nova com 21%, 11% e 8% do total de reclamações procedentes, respectivamente. Em agosto de 2014, o processo de Ouvidoria foi integrado ao sistema corporativo SAP, possibilitando a centralização das reclamações dos clientes do Grupo Neoenergia em um único sistema, além de permitir uma melhor navegação, gestão e controle, segurança e confiabilidade dos dados tratados. Esse módulo do SAP/CCS, por sua vez, foi integrado ao Sistema de Gestão da Ouvidoria da ANEEL (SGO), permitindo a troca diária das informações entre a Distribuidora e a Agência Reguladora. Em dezembro de 2014, a ANEEL comunicou às distribuidoras do País que, após estudos, concluiu que, em média, apenas 7% das reclamações registradas naquela Agência Reguladora seguiram o fluxo adequado, não permitindo, nos demais casos, que a distribuidora tratasse a insatisfação do consumidor antes do conhecimento da ANEEL. Para corrigir esse fluxo, a partir de janeiro de 2015 deverá ser implantado um novo procedimento no tratamento das reclamações encaminhadas, pelos consumidores, para aquela Agência Reguladora, o chamado “Caminho do Entendimento”. Esse procedimento visa direcionar o consumidor para o canal adequado de atendimento, ou seja: inicialmente o consumidor deve encaminhar sua reclamação para o atendimento ao consumidor da distribuidora. Não ficando satisfeito com a solução dada encaminhar a reclamação para a ouvidoria da distribuidora e somente após passar por essas instâncias reclamar junto à Ouvidoria da ANEEL. A implantação desse processo será o grande desafio para a Ouvidoria no ano de 2015.

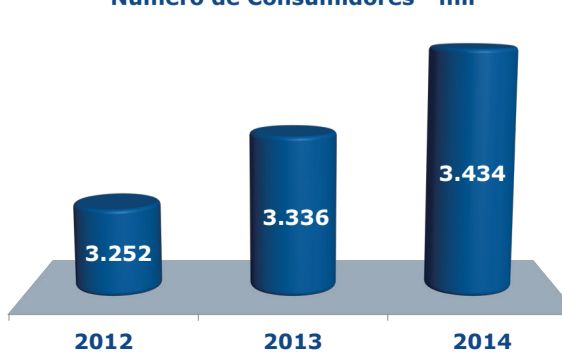
5. DESEMPENHO DO NEGÓCIO

A Companhia detém a concessão para distribuição de energia elétrica em todos os municípios do Estado de Pernambuco, além do Distrito de Fernando de Noronha e do município de Pedras de Fogo na Paraíba, totalizando 98.547 Km² de área de concessão. A Companhia acompanha alguns indicadores operacionais que medem a relação de vendas de energia, clientes e empregados. O quadro abaixo demonstra a evolução desses indicadores operacionais.

Indicadores Operacionais	2012	2013	2014
Número de Empregados	1.694	1.722	1.734
Clientes por Empregados	1.920	1.937	1.980
Vendas por Cliente (MWh)	3,09	3,20	3,27
Vendas por Empregado (GWh)	5,93	6,20	6,48
Cliente por Km²	33,00	33,85	34,84

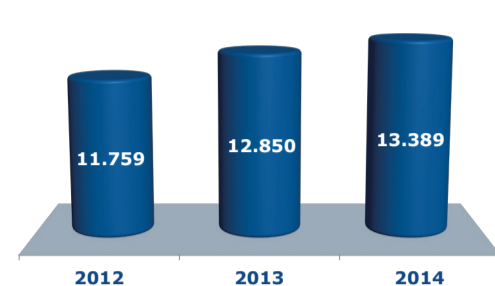
5.1. Número de Consumidores Ativos: A CELPE encerrou o ano de 2014 com 3.434 mil clientes ativos, um incremento em relação ao ano anterior de 2,94%, considerando um resultado dentro da média dos últimos anos, acompanhando a evolução do número de domicílios.

Número de Consumidores - mil



5.1.1. Número de Consumidores Baixa Renda: Considerando os critérios estabelecidos na Resolução ANEEL nº 414/2010, que define o conceito de consumidores de baixa renda, estes correspondem a 35,44% do total de consumidores ativos da CELPE enquanto que os consumidores residenciais normais representam 52,59%. A Lei nº 12.112, de 20 de janeiro de 2010 institui as regras incidentes sobre a tarifa aplicável à classe Residencial Baixa Renda das distribuidoras de energia elétrica. Até dezembro de 2014, a Companhia tinha 1,2 milhões de clientes cadastrados com a tarifa subsidiada. **5.1.2. Energia Distribuída:** Em 2014, a energia distribuída no sistema elétrico da CELPE atingiu a marca de 13.389,3 GWh (mercado cativo + mercado livre + suprimento a outras concessionárias), representando um crescimento de 4,19% em relação ao mesmo período do ano anterior. O mercado livre demandou a entrega de 2.005 GWh de energia durante o ano de 2014, representando um decréscimo de 0,82% em relação a 2013. Em função dos altos custos de compra de energia elétrica no mercado de curto prazo, houve uma considerável redução do número de migrações de clientes para o ambiente livre em 2014.

Energia Distribuída (GWh)

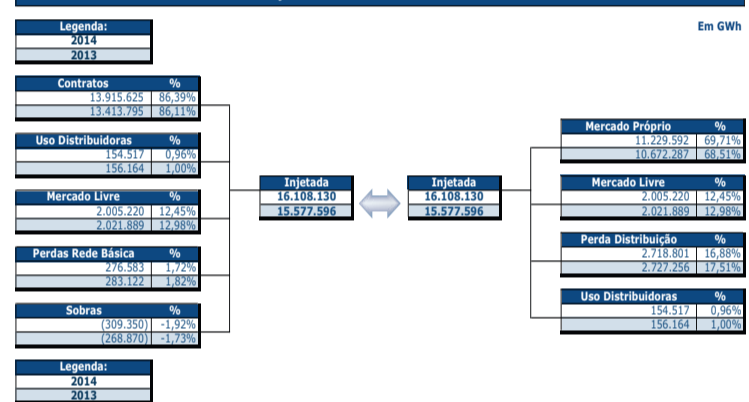


5.1.3. Energia Vendida: O mercado cativo no ano foi de 11.229,6 GWh, 5,2% maior do que o verificado no ano de 2013. Esse resultado foi influenciado pela recuperação de perdas. Destacam-se alguns aspectos em relação ao comportamento do mercado no ano: • A classe Residencial, que representa 42,38% do mercado cativo total, registrou um crescimento de 4,3% em 2014, quando comparado ao ano anterior. Esta variação também seguiu a trajetória dos últimos anos e é explicada pelo incremento de novos clientes, incentivos governamentais para aquisição de eletrodomésticos e pelo aumento da renda das famílias. • O mercado cativo industrial, que representa 14,16% do consumo cativo total, apresentou um crescimento de 12,1% em relação ao ano anterior, influenciado pelo incremento de carga do consumidor Companhia Integrada Têxtil de Pernambuco – CITEPE e entrada de novos consumidores. Ao se analisar a energia distribuída industrial (cativo + livre), verifica-se um crescimento de 4,34% no ano de 2014. • A classe Comercial, que detém 21,97% de participação no mercado cativo, obteve um crescimento de 6,5% em relação a 2013. O mercado distribuído da classe apresentou um 6,62% de crescimento em relação ao ano anterior. • A classe Rural, que representa 5,67% do consumo cativo total, apresenta seu desempenho bastante vinculado ao comportamento das variáveis climáticas, tendo registrado um decréscimo de 4,3% ao longo do ano de 2014 quando comparado com o ano anterior. • As outras classes apresentaram um crescimento de 4,0% em 2014 em relação ao mesmo período de 2013. A classe Poder Público cresceu 2,48% no ano. O crescimento de 6,48% da classe Iluminação Pública deve-se a atualização dos dados de iluminação pública de prefeitura de Jaboatão. Já a classe Serviço Público cresceu 4,16% enquanto a classe Consumo Próprio decresceu 5,18%. O Quadro a seguir demonstra a composição do fornecimento de energia da CELPE por classe.

Classe	2012		2013		2014		Variação 2014/2013 - %					
	Receita (R\$ mi-lhões)	Clientes (mil)	Receita (R\$ mi-lhões)	Clientes (mil)	Receita (R\$ mi-lhões)	Clientes (mil)	Receita	Clientes	Volume			
Residencial	1.658	2.851	4.028	1.583	2.932	4.563	1.800	3.023	4.759	13,7%	3,1%	4,3%
Comercial	1.018	201	2.208	915	203	2.316	1.082	215	2.467	18,3%	6,1%	6,5%
Industrial	595	12	1.526	470	12	1.419	577	5	1.591	22,7%	-59,8%	12,1%
Rural	147	156	644	133	156	665	147	158	637	10,8%	1,1%	-4,3%
Outras Classes	566	32	1.631	475	32	1.708	547	33	1.777	15,1%	2,5%	4,0%
	3.984	3.252	10.037	3.576	3.336	10.672	4.153	3.435	11.230	13,9%	2,9%	5,2%

5.1.4. Balanço Energético: Em 2014, a energia injetada pela CELPE atingiu o patamar de 16.108 GWh, representando um crescimento de 3,4% (530 GWh) em relação a 2013. Do total da energia injetada, 69,71% (11.230 GWh) foi destinada ao consumo do mercado regulado, 12,45% (2.005 GWh) para o consumo do mercado livre e 16,88% (2.718 GWh) representaram perdas na energia injetada.

BALANÇO ENERGÉTICO CONSOLIDADO 2014





BALANÇOS SOCIAIS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2014 E 31 DE DEZEMBRO DE 2013 (INFORMAÇÃO ADICIONAL)

1 - BASE DE CÁLCULO				2014				2013			
Receita Líquida (RL)				3.939.767				3.227.774			
Resultado Operacional (RO)				146.522				136.874			
Folha de Pagamento Bruta (FPB)				178.837				163.478			
Valor Adicionado Total (VAT)				1.831.759				1.580.288			

2 - INDICADORES SOCIAIS INTERNOS				2014				2013			
R\$ mil	% sobre FPB	% sobre RL	% sobre VAT	R\$ mil	% sobre FPB	% sobre RL	% sobre VAT	R\$ mil	% sobre FPB	% sobre RL	% sobre VAT
Alimentação	11.729	6,56%	0,30%	0,64%	10.544	6,45%	0,33%	0,67%			
Encargos sociais compulsórios	45.719	25,56%	1,16%	2,50%	41.021	25,09%	1,27%	2,60%			
Previdência privada	7.376	4,12%	0,19%	0,40%	15.153	9,27%	0,47%	0,96%			
Saúde	11.882	6,64%	0,30%	0,65%	10.254	6,27%	0,32%	0,65%			
Segurança e saúde no trabalho	2.096	1,17%	0,05%	0,11%	1.452	0,89%	0,04%	0,09%			
Educação	529	0,30%	0,01%	0,03%	472	0,29%	0,01%	0,03%			
Cultura	0	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00%	0,00%	0,00%			
Capacitação e desenvolvimento profissional	1.583	0,89%	0,04%	0,09%	2.220	1,36%	0,07%	0,14%			
Creches ou auxílio-creche	1.107	0,62%	0,03%	0,06%	751	0,46%	0,02%	0,05%			
Esporte	236	0,13%	0,01%	0,01%	324	0,20%	0,01%	0,02%			
Transporte	1.130	0,63%	0,03%	0,06%	976	0,60%	0,03%	0,06%			
Participação nos lucros ou resultados	15.924	8,90%	0,40%	0,87%	12.528	7,66%	0,39%	0,79%			
Outros	796	0,45%	0,02%	0,04%	772	0,47%	0,02%	0,05%			
Total - Indicadores sociais internos	100.107	55,98%	2,54%	5,47%	96.467	59,01%	2,99%	6,10%			

3 - INDICADORES SOCIAIS EXTERNOS				2014				2013			
R\$ mil	% sobre RO	% sobre RL	% sobre VAT	R\$ mil	% sobre RO	% sobre RL	% sobre VAT	R\$ mil	% sobre RO	% sobre RL	% sobre VAT
Educação	363	0,25%	0,01%	0,02%	18	0,01%	0,00%	0,00%			
Cultura	30.169	20,59%	0,77%	1,65%	30.112	22,00%	0,93%	1,91%			
Saúde e Saneamento	70	0,05%	0,00%	0,00%	22	0,02%	0,00%	0,00%			
Esporte	0	0,00%	0,00%	0,00%	0	0,00%	0,00%	0,00%			
Desenvolvimento Social	20.262	13,83%	0,51%	1,11%	20.262	14,80%	0,63%	1,28%			
Eletificação para população rural e carente	74.697	50,98%	1,90%	4,08%	75.936	55,48%	2,35%	4,81%			
Outros	166	0,11%	0,00%	0,01%	64	0,05%	0,00%	0,00%			
Total das Contribuições para a Sociedade (a)	125.727	85,81%	3,19%	6,86%	126.414	92,36%	3,92%	8,00%			
Tributos (Exceto Encargos Sociais) (b)	1.384.907	945,19%	35,15%	75,61%	1.258.176	919,22%	38,98%	79,62%			
Total - Indicadores sociais externos (a + b)	1.510.634	1.031,00%	38,34%	82,47%	1.384.590	1.011,58%	42,90%	87,62%			

5 - INDICADORES DO CORPO FUNCIONAL				2014				2013			
Nº de empregados por sexo:											
homens								1.308			1.279
mulheres								399			377
% de cargos de chefia por sexo:											
homens								76%			76%
mulheres								24%			24%
Nº de negros(as) que trabalham na empresa								122			115
% de cargos de chefia ocupados por negros(as)								1,52%			1,53%
Nº de empregados portadores(as) de deficiência ou necessidades especiais (1)								84			80
Remuneração bruta segregada por:											
Empregados								101.271			94.766
Administradores								4.786			2.489

6 - INFORMAÇÕES RELEVANTES QUANTO AO EXERCÍCIO DA CIDADANIA EMPRESARIAL				2014				2013			
Relação entre a maior e a menor remuneração na empresa								30,4			29,9
Nº total de acidentes de trabalho								39			48
Os projetos sociais e ambientais desenvolvidos pela empresa foram definidos por:	() direção (X) direção e gerência () todos (as) os empregados (as)	() direção (X) direção e gerência (X) todos (as) os empregados (as)	() direção () direção e gerência (X) todos (as) os empregados (as)	() direção () direção e gerência (X) todos (as) os empregados (as)	() direção () direção e gerência (X) todos (as) os empregados (as)	() direção () direção e gerência (X) todos (as) os empregados (as)	() direção () direção e gerência (X) todos (as) os empregados (as)	() direção () direção e gerência (X) todos (as) os empregados (as)	() direção () direção e gerência (X) todos (as) os empregados (as)	() direção () direção e gerência (X) todos (as) os empregados (as)	() direção () direção e gerência (X) todos (as) os empregados (as)
Os padrões de segurança e salubridade no ambiente de trabalho foram definidos por:	() não se envolve segue as normas da OIT (X) não se envolve segue as normas da OIT () incentiva e segue a OIT (X) incentiva e segue a OIT	() não se envolve segue as normas da OIT (X) não se envolve segue as normas da OIT () incentiva e segue a OIT (X) incentiva e segue a OIT	() não se envolve segue as normas da OIT (X) não se envolve segue as normas da OIT () incentiva e segue a OIT (X) incentiva e segue a OIT	() não se envolve segue as normas da OIT (X) não se envolve segue as normas da OIT () incentiva e segue a OIT (X) incentiva e segue a OIT	() não se envolve segue as normas da OIT (X) não se envolve segue as normas da OIT () incentiva e segue a OIT (X) incentiva e segue a OIT	() não se envolve segue as normas da OIT (X) não se envolve segue as normas da OIT () incentiva e segue a OIT (X) incentiva e segue a OIT	() não se envolve segue as normas da OIT (X) não se envolve segue as normas da OIT () incentiva e segue a OIT (X) incentiva e segue a OIT	() não se envolve segue as normas da OIT (X) não se envolve segue as normas da OIT () incentiva e segue a OIT (X) incentiva e segue a OIT	() não se envolve segue as normas da OIT (X) não se envolve segue as normas da OIT () incentiva e segue a OIT (X) incentiva e segue a OIT	() não se envolve segue as normas da OIT (X) não se envolve segue as normas da OIT () incentiva e segue a OIT (X) incentiva e segue a OIT	() não se envolve segue as normas da OIT (X) não se envolve segue as normas da OIT () incentiva e segue a OIT (X) incentiva e segue a OIT
Quando à liberdade sindical, ao direito de negociação coletiva e à representação interna dos(as) trabalhadores(as), a empresa:	() incentiva e segue a OIT (X) incentiva e segue a OIT () não incentiva e não segue a OIT (X) não incentiva e não segue a OIT	() incentiva e segue a OIT (X) incentiva e segue a OIT () não incentiva e não segue a OIT (X) não incentiva e não segue a OIT	() incentiva e segue a OIT (X) incentiva e segue a OIT () não incentiva e não segue a OIT (X) não incentiva e não segue a OIT	() incentiva e segue a OIT (X) incentiva e segue a OIT () não incentiva e não segue a OIT (X) não incentiva e não segue a OIT	() incentiva e segue a OIT (X) incentiva e segue a OIT () não incentiva e não segue a OIT (X) não incentiva e não segue a OIT	() incentiva e segue a OIT (X) incentiva e segue a OIT () não incentiva e não segue a OIT (X) não incentiva e não segue a OIT	() incentiva e segue a OIT (X) incentiva e segue a OIT () não incentiva e não segue a OIT (X) não incentiva e não segue a OIT	() incentiva e segue a OIT (X) incentiva e segue a OIT () não incentiva e não segue a OIT (X) não incentiva e não segue a OIT	() incentiva e segue a OIT (X) incentiva e segue a OIT () não incentiva e não segue a OIT (X) não incentiva e não segue a OIT	() incentiva e segue a OIT (X) incentiva e segue a OIT () não incentiva e não segue a OIT (X) não incentiva e não segue a OIT	() incentiva e segue a OIT (X) incentiva e segue a OIT () não incentiva e não segue a OIT (X) não incentiva e não segue a OIT
A previdência privada contempla:	() não contempla (X) contempla () não contempla (X) contempla	() não contempla (X) contempla () não contempla (X) contempla	() não contempla (X) contempla () não contempla (X) contempla	() não contempla (X) contempla () não contempla (X) contempla	() não contempla (X) contempla () não contempla (X) contempla	() não contempla (X) contempla () não contempla (X) contempla	() não contempla (X) contempla () não contempla (X) contempla	() não contempla (X) contempla () não contempla (X) contempla	() não contempla (X) contempla () não contempla (X) contempla	() não contempla (X) contempla () não contempla (X) contempla	() não contempla (X) contempla () não contempla (X) contempla
Na participação nos lucros ou resultados contempla:	() não contempla (X) contempla () não contempla (X) contempla	() não contempla (X) contempla () não contempla (X) contempla	() não contempla (X) contempla () não contempla (X) contempla	() não contempla (X) contempla () não contempla (X) contempla	() não contempla (X) contempla () não contempla (X) contempla	() não contempla (X) contempla () não contempla (X) contempla	() não contempla (X) contempla () não contempla (X) contempla	() não contempla (X) contempla () não contempla (X) contempla	() não contempla (X) contempla () não contempla (X) contempla	() não contempla (X) contempla () não contempla (X) contempla	() não contempla (X) contempla () não contempla (X) contempla
Na seleção dos fornecedores, os mesmos padrões éticos e de responsabilidade social e ambiental adotados pela empresa:	() não são considerados () são sugeridos (X) são exigidos	() não são considerados () são sugeridos (X) são exigidos	() não são considerados () são sugeridos (X) são exigidos	() não são considerados () são sugeridos (X) são exigidos	() não são considerados () são sugeridos (X) são exigidos	() não são considerados () são sugeridos (X) são exigidos	() não são considerados () são sugeridos (X) são exigidos	() não são considerados () são sugeridos () são sugeridos (X) são exigidos	() não são considerados () são sugeridos () são sugeridos (X) são exigidos	() não são considerados () são sugeridos () são sugeridos (X) são exigidos	() não são considerados () são sugeridos () são sugeridos (X) são exigidos
Quando à participação dos empregados em programas de trabalho voluntário, a empresa:	() não se envolve () x) apóia (X) organiza e incentiva	() não se envolve () x) apóia (X) organiza e incentiva	() não se envolve () x) apóia (X) organiza e incentiva	() não se envolve () x) apóia (X) organiza e incentiva	() não se envolve () x) apóia (X) organiza e incentiva	() não se envolve () x) apóia (X) organiza e incentiva	() não se envolve () x) apóia (X) organiza e incentiva	() não se envolve () x) apóia (X) organiza e incentiva	() não se envolve () x) apóia (X) organiza e incentiva	() não se envolve () x) apóia (X) organiza e incentiva	() não se envolve () x) apóia (X) organiza e incentiva
Nº total de reclamações e críticas de consumidores(as):	Na Empresa 73.307	No Procon 1.312	Na Justiça 8.073	Na Empresa 71.785	No Procon 1.695	Na Justiça 1.720					
% das reclamações e críticas solucionadas:	Na Empresa 100%	No Procon 81%	Na Justiça 88%	Na Empresa 100%	No Procon 85%	Na Justiça 109%					
Montante de multas e indenizações a clientes, determinadas por órgãos de proteção e defesa do consumidor ou pela Justiça				21.870							
Número de processos trabalhistas:											
movidos contra a entidade								512			733
julgados procedentes								427			156
julgados improcedentes								52			13
Valor total de indenizações e multas pagas por determinação da justiça								12.712			7.792
Valor Adicionado total a distribuir (em mil R\$)								1.831.759			1.580.288
Distribuição do Valor Adicionado (DVA):								67,07% governo 9,99% colaboradores (a) 7,09% acionistas 15,85% terceiros			70,58% governo 10,01% colaboradores (a) 6,76% acionista 12,65% terceiros

4 - INDICADORES AMBIENTAIS				2014				2013			
R\$ mil	% sobre RO	% sobre RL	% sobre VAT	R\$ mil	% sobre RO	% sobre RL	% sobre VAT	R\$ mil	% sobre RO	% sobre RL	% sobre VAT
Investimentos relacionados com a operação da empresa	217.655	148,55%	5,52%	11,88%	189.163	138,20%	5,86%	11,97%			
Investimento em programas e/ou projetos externos	17.671	12,06%	0,45%	0,96%	15.156	11,07%	0,47%	0,96%			
Total dos investimentos em meio ambiente	235.326	160,61%	5,97%	12,85%	204.319	149,28%	6,33%	12,93%			
Quanto ao estabelecimento de metas anuais para minimizar resíduos, o consumo em geral na produção/operação e aumentar a eficiência na utilização de recursos naturais, a empresa:	() Não possui Metas () Cumpre de 0 a 50% () Não possui Metas () Cumpre de 0 a 50%	() Não possui Metas () Cumpre de 0 a 50% () Não possui Metas () Cumpre de 0 a 50%	() Não possui Metas () Cumpre de 0 a 50% () Não possui Metas () Cumpre de 0 a 50%	() Não possui Metas () Cumpre de 0 a 50% () Não possui Metas () Cumpre de 0 a 50%	() Não possui Metas () Cumpre de 0 a 50% () Não possui Metas () Cumpre de 0 a 50%	() Não possui Metas () Cumpre de 0 a 50% () Não possui Metas () Cumpre de 0 a 50%	() Não possui Metas () Cumpre de 0 a 50% () Não possui Metas () Cumpre de 0 a 50%	() Não possui Metas () Cumpre de 0 a 50% () Não possui Metas () Cumpre de 0 a 50%	() Não possui Metas () Cumpre de 0 a 50% () Não possui Metas () Cumpre de 0 a 50%	() Não possui Metas () Cumpre de 0 a 50% () Não possui Metas () Cumpre de 0 a 50%	() Não possui Metas () Cumpre de 0 a 50% () Não possui Metas () Cumpre de 0 a 50%

1. Planos de ação para tratamento das notas de reclamações judiciais;	1. Implantação do processo de leitura e faturamento instantâneo para os clientes do grupo B;
2. Análise das reclamações mais impactantes e realização de recomendações às áreas responsáveis para melhoria dos processos;	2. Análise sistemática das reclamações mais impactantes e realização de recomendações às áreas responsáveis para melhoria dos processos;
3. Melhoria dos procedimentos comerciais;	3. Melhoria dos procedimentos comerciais para reduzir o registro de reclamações improcedentes;
4. Redução dos prazos para redirecionamento com parecer das notas de reclamações;	4. Treinamento dos atendentes e teleatendentes para redução das reclamações improcedentes;
5. Divulgação sistemática dos indicadores de gestão das reclamações junto às áreas responsáveis;	5. Melhoria dos procedimentos de cobrança de irregularidade;
6. Treinamento e reciclagem sobre o registro correto das notas de reclamações com o atendimento e o teleatendimento;	6. Redução dos prazos para complementação das notas de serviços de religação NORMAL e URGENTE de unidade consumidora em baixa tensão;
7. Treinamento sobre a REN 414/2010 com o atendimento e teleatendimento;	7. Divulgação sistemática dos indicadores de gestão das reclamações junto às áreas responsáveis;
8. Recertificação ISO 9001 no processo de registro de solicitação de serviços e reclamações.	8. Atribuição dos Indicadores de gestão de reclamações como objetivo empresarial do primeiro até o terceiro nível executivo.
	9. Treinamentos e reciclagens sobre gestão de reclamações para áreas responsáveis;
	10. Certificação ISO 9001 do processo de registro de solicitação de serviços e reclamações;
	11. Ampliação do escopo do processo de tratamento de reclamações certificados pela ISO 9001 (cadastro, interrupção programada e cobrança de irregularidade).

7 - OUTRAS INFORMAÇÕES

CNPJ: 10.835.932/0001-08 - Concessionária do serviço público de energia elétrica - Pernambuco. Para esclarecimentos sobre as informações declaradas: Danielle de Freitas Luz, Fone: (81-3217.5132), e-mail: danielle.luz@celpe.com.br. Esta empresa não utiliza mão-de-obra infantil ou trabalho escravo, não tem envolvimento com prostituição ou exploração sexual de criança ou adolescente e não está envolvida com corrupção. Nossa empresa valoriza e respeita a diversidade interna e externamente. Informações examinadas pelos auditores independentes. (1) Informações não auditadas

BALANÇO PATRIMONIAL - Em milhares de reais

ATIVO	Notas	2014	2013	PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO	Notas	2014	2013
CIRCULANTE				CIRCULANTE			
Caixa e equivalentes de caixa	7	57.465	149.269	Fornecedores	20	447.495	349.048
Contas a receber de clientes e outros	8	769.259	631.689	Empréstimos e financiamentos	21	200.682	129.106
Títulos e valores mobiliários	9	706	2.023	Debêntures	22	152.169	6.838
Recursos CDE	10	-	10.758	Salários e encargos a pagar	23	29.756	26.129
Impostos e contribuições a recuperar	11	72.520	98.666	Taxas regulamentares	24	12.199	18.625
Estoques	11	11.988	6.979	Impostos e contribuições a recolher	25	161.871	106.283
Despesas pagas antecipadamente	12	8.445	8.140	Dividendos e juros sobre capital próprio	26	75.910	165
Serviços em curso	13	7.723	11.411	Provisões	27	11.907	10.090
Ativos financeiros setoriais	14	185.796	-	Entidade de previdência privada	37	17.292	16.331
Outros ativos circulantes	15	18.875	16.025	Outros passivos circulantes	28	113.205	101.056
TOTAL DO CIRCULANTE		1.132.777	934.960	TOTAL DO CIRCULANTE		1.222.486	763.671
NÃO CIRCULANTE				NÃO CIRCULANTE			
Contas a receber de clientes e outros	8	87.657	146.372	Fornecedores	20	31.208	34.745
Títulos e valores mobiliários	9	916	6.391	Empréstimos e financiamentos	21	811.132	720.266
Impostos e contribuições a							

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2014 - Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

1. INFORMAÇÕES GERAIS

A Companhia Energética de Pernambuco - CELPE ou Companhia, sociedade por ações de capital aberto, registrada na BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros e controlada pela Neoenergia S.A. ("NEOENERGIA"), é concessionária de serviço público de energia elétrica, destinada a estudar, projetar, construir e explorar os sistemas de distribuição e comercialização aos consumidores finais de energia elétrica, bem como a geração de energia elétrica em sistema isolado, assim como os serviços correlatos que lhe venham a ser concedidos ou autorizados, e atividades associadas ao serviço de energia elétrica, podendo prestar serviços técnicos de sua especialidade, realizar operações de exportação e importação e praticar os demais atos necessários à consecução de seu objetivo, sendo tais atividades regulamentadas e fiscalizadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, órgão vinculado ao Ministério das Minas e Energia. A sede da Companhia está localizada na Av. João de Barros, 111, Boa Vista, Recife - Pernambuco. A Companhia detém a concessão para distribuição de energia elétrica em todos os municípios do Estado de Pernambuco, no Distrito Estadual de Fernando de Noronha e no município de Pedra de Fogo, no Estado da Paraíba, abrangendo uma área de concessão de 98.547 Km², regulado pelo Contrato de Concessão nº 26, firmado em 30 de março de 2000, com vigência até 30 de março de 2030.

Distribuição	Municípios	Localidade	Data da Concessão	Data de Vencimento
184		Estado de Pernambuco	30/03/2000	30/03/2030
		Distrito Estadual de Fernando de		
1		Noronha - PE	30/03/2000	30/03/2030
1		Estado da Paraíba	30/03/2000	30/03/2030

Adicionalmente, a Companhia está autorizada a manter usinas com as seguintes especificações:

Geração	Tipo de Usina	Localidade	Capacidade Instalada (MW)	Capacidade Utilizada (MW)	Data da Concessão	Data de Vencimento
		Distrito Estadual de Fernando de Noronha - PE	4,08	1,60	21/12/1989	21/12/2019

Em 10 de dezembro de 2014, a Companhia assinou, junto a ANEEL, o V aditivo ao contrato de concessão de energia elétrica, com a inclusão de cláusula específica que alterou a natureza dos ativos e passivos regulatórios, tornando-se instrumentos financeiros. Desta forma passou a ser requerido reconhecimento contábil dos ativos e passivos financeiros setoriais e alterando a avaliação quanto à probabilidade de entrega e saída de recursos que incorporem benefícios econômicos, qualificando-os para reconhecimento nas demonstrações financeiras. Pela atual regulamento do setor elétrico, a Companhia vem atendendo consumidores parcialmente e totalmente livres no Estado de Pernambuco, desde 2002. A Administração da Companhia autorizou a conclusão da elaboração dessas demonstrações financeiras em 12 de fevereiro de 2015, as quais estão expressas em milhares de reais, arredondadas ao milhar mais próximo, exceto quando indicado.

2. RESUMO DAS PRINCIPAIS PRÁTICAS CONTÁBEIS

As principais políticas contábeis aplicadas na preparação dessas demonstrações financeiras estão definidas abaixo. Essas políticas foram aplicadas de modo consistente nos exercícios apresentados, salvo disposição em contrário.

2.1 - Base de preparação e apresentação das Demonstrações Financeiras: As demonstrações financeiras da Companhia para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2014 e 2013 foram elaboradas e estão sendo apresentadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, as quais incluem as disposições da Lei das Sociedades por Ações e normas e procedimentos contábeis emitidos pela Comissão de Valores Mobiliários - CVM e Comitê de Pronunciamentos Contábeis - CPC, que estão em conformidade com as normas internacionais de Relatório Financeiro (IFRS) emitidas pelo International Accounting Standards Board - IASB. A preparação das demonstrações financeiras requer o uso de estimativas contábeis, baseadas em fatores objetivos e subjetivos, com base no julgamento da administração para determinação do valor adequado a ser registrado nas demonstrações financeiras. Itens significativos sujeitos a essas estimativas e premissas incluem: o registro da receita de fornecimento de energia e de uso da rede de distribuição não faturados, o registro da comercialização de energia no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE, a avaliação dos ativos financeiros pelo valor justo, análise do risco de crédito para determinação da provisão para créditos de liquidação duvidosa, assim como a análise dos demais riscos para determinação de outras provisões, inclusive para contingências. A liquidação das transações envolvendo essas estimativas poderá resultar em valores significativamente divergentes dos registrados nas demonstrações financeiras devido ao tratamento probabilístico inerente ao processo de estimativa. A Companhia revisa suas estimativas e premissas pelo menos anualmente. A Companhia adotou todas as normas, revisões de normas e interpretações técnicas emitidas pela CVM, CPC e IASB que estavam em vigor em 31 de dezembro de 2014. As políticas contábeis descritas em detalhes abaixo foram aplicadas de maneira consistente de todos os períodos apresentados nessas demonstrações financeiras.

2.2 - Conversão de saldos em moeda estrangeira: As demonstrações financeiras são apresentadas em milhares de Reais (R\$), que é a moeda funcional da Companhia. Na elaboração das demonstrações financeiras da Companhia, os ativos e passivos monetários denominados em moeda estrangeira, são convertidos para a moeda funcional usando-se a taxa de câmbio vigente na data dos respectivos balanços patrimoniais. Os ganhos e perdas resultantes da atualização desses ativos e passivos verificados entre a taxa de câmbio vigente na data da transação e os encerramentos dos exercícios são reconhecidos como receitas ou despesas financeiras no resultado.

2.3 - Reconhecimento de receita: A receita é reconhecida na extensão em que for provável que benefícios econômicos serão gerados para a Companhia e quando possa ser mensurada de forma confiável. A receita líquida é mensurada com base no valor justo da contraprestação recebida ou a receber, excluindo descontos, abatimentos e encargos sobre vendas.

a) Receita faturada: Os serviços de distribuição de energia elétrica são medidos através da entrega de energia elétrica pela Companhia. O faturamento dos serviços de distribuição de energia elétrica é, portanto, efetuado de acordo com esse calendário, sendo a receita de serviços registrada na medida em que as faturas são emitidas.

b) Receita não faturada: Corresponde à receita de fornecimento de energia elétrica, entregue e não faturada ao consumidor, e à receita de utilização da rede de distribuição não faturada, calculada em base estimada visando adequar o reconhecimento de receitas ao período de competência, relativo ao período após a medição mensal e até o último dia do mês.

c) Receita de construção: A Interpretação Técnica ICPC 01 (R1) estabelece que o concessionário de energia elétrica deve registrar e mensurar a receita dos serviços que presta de acordo com os Pronunciamentos Técnicos CPC 17 (R1) - Contratos de Construção (serviços de construção ou melhoria) e CPC 30 (R1) - Receitas (serviços de operação - fornecimento de energia elétrica), mesmo quando regidos por um único contrato de concessão. A Companhia contabiliza receitas e custos relativos a serviços de construção ou melhoria da infraestrutura utilizada na prestação dos serviços de distribuição de energia elétrica. A margem de construção adotada é estabelecida como sendo igual a zero, considerando que: (i) a atividade fim da Companhia é a distribuição de energia elétrica; (ii) toda receita de construção está relacionada com a construção de infraestrutura para o fornecimento de energia elétrica; (iii) a distribuição de energia elétrica; e (iii) a Companhia terceiriza a construção da infraestrutura com partes não relacionada. Mensalmente, a totalidade das adições efetuadas ao ativo intangível em curso é transferida para o resultado, como custo de construção, após dedução dos recursos provenientes do ingresso de obrigações especiais.

d) Receita de juros: A receita de juros é reconhecida quando for provável que os benefícios econômicos futuros deverão fluir para a Companhia e o valor da receita possa ser mensurado com confiabilidade. A receita de juros é reconhecida pelo método linear com base no tempo e na taxa de juros efetiva sobre o montante do principal em aberto, sendo a taxa de juros efetiva aquela que desconta exatamente os recebimentos de caixa futuros estimados durante a vida estimada do ativo financeiro em relação ao valor contábil líquido inicial deste ativo.

2.4 - Imposto de renda e contribuição social corrente e diferido: 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 item registrados diretamente no patrimônio líquido. Nesse caso, o imposto também é reconhecido no patrimônio líquido. As aliquotas aplicáveis do imposto de renda e da contribuição social ("IR" e "CS") são de 25% e 9%, respectivamente. O imposto corrente é o imposto a pagar ou a receber/compensar exatidão sobre o lucro ou prejuízo tributável do exercício. Para o cálculo do imposto de renda e contribuição social sobre o lucro corrente, a Companhia adota o Regime Tributário de Transição - RTT, que permite expurgar os efeitos decorrentes das mudanças promovidas pelas Leis 11.638/2007 e 11.941/2009, da base de cálculo desses tributos. A Companhia tem direito a redução do imposto de Renda (Incentivo Fiscal SUDENE), que é calculada com base no lucro da exploração (vide nota 29). O imposto diferido é reconhecido em relação às diferenças temporárias entre os valores contábeis de ativos e passivos para fins fiscais e os correspondentes valores usados para fins de tributação. O imposto de renda e contribuição social diferido passivo é integralmente reconhecido. O reconhecimento do imposto de renda e contribuição social diferido ativo ocorre na extensão em que seja provável que o lucro tributável dos próximos anos esteja disponível para ser usado na compensação do ativo fiscal diferido, com base em projeções de resultados elaboradas e fundamentadas em premissas internas e em cenários econômicos futuros que possibilitam a sua utilização. Periodicamente, os valores contabilizados são revisados e os efeitos decorrentes de sua realização ou liquidação, estão refletidos em consonância com o disposto na legislação tributária. Impostos diferidos ativos e passivos são apresentados líquidos se existe um direito legal ou contratual para compensar o ativo fiscal contra o passivo fiscal e os impostos diferidos são relacionados à mesma entidade tributada e sujeita à mesma autoridade tributária. A Lei nº 12.973/14, que resultou da conversão da MP 627/13, tem por objetivo a adequação da legislação tributária à legislação societária e às normas contábeis, de modo a extinguir o Regime Tributário de Transição (RTT) no ano calendário 2015. A Companhia optou por não aderir integralmente à adequação das novas regras, o fazendo somente a partir do ano calendário de 2015.

2.5 - Impostos sobre vendas: As receitas de vendas e de serviços estão sujeitas à tributação pelo Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços - ICMS e Imposto sobre Serviços - ISS às aliquotas vigentes, assim como à tributação pelo Programa de Integração Social - PIS e pela Contribuição para Financiamento da Seguridade Social - COFINS. Os créditos decorrentes da não cumulatividade do PIS e da COFINS são apresentados deduzindo os custos operacionais na demonstração do resultado. Os créditos decorrentes da não cumulatividade do ICMS, PIS e da COFINS relacionados às aquisições para ativo imobilizado são apresentados deduzindo o custo de aquisição dos respectivos ativos. Despesas e ativos são reconhecidos líquidos dos impostos sobre vendas exceto quando os impostos sobre vendas incorridos na compra de bens ou serviços não for recuperável junto às autoridades fiscais, hipótese em que o imposto sobre vendas é reconhecido como parte do custo de aquisição do ativo ou do item de despesa, conforme o caso.

2.6 - Subvenções Governamentais: Subvenções governamentais são reconhecidas quando houver razoável certeza de que o benefício será recebido e que todas as correspondentes condições serão satisfeitas. Quando o benefício se refere a um item de despesa, é reconhecido como receita ao longo do período do benefício, de forma sistêmica em relação aos custos cujo benefício objetiva compensar. Quando o benefício se referir a um ativo, é reconhecido como receita diferida e lançado no resultado em valores iguais ao longo da vida útil esperada do correspondente ativo. Quando a Companhia receber benefícios não monetários, o bem e o benefício são registrados pelo valor nominal e refletidos na demonstração do resultado ao longo da vida útil esperada do bem, em prestações anuais iguais. A Companhia goza de incentivos fiscais (benefício SUDENE) com redução de 75% do imposto de renda e adicionais não restituíveis, calculado sobre o lucro da exploração, referente às suas atividades de distribuição até o ano-base de 2023. Os valores correspondentes à redução do imposto de renda são contabilizados como redução das correspondentes despesas de impostos no resultado do exercício e posteriormente transferido para o patrimônio líquido na conta "Reserva de Incentivo Fiscal".

2.7 - Instrumentos financeiros: **a) Ativos financeiros:** Os ativos financeiros da Companhia estão classificados como ativos financeiros a valor justo por meio do resultado (os mantidos para negociação e os designados assim no reconhecimento inicial), empréstimos e recebíveis, investimentos mantidos até o vencimento, ativos financeiros disponíveis para venda. Ativos financeiros são reconhecidos inicialmente ao valor justo, acrescidos, no caso de ativos não designados a valor justo por meio do resultado, dos custos de transação que sejam diretamente atribuíveis à aquisição do ativo financeiro. Os ativos financeiros da Companhia incluem caixa e equivalentes de caixa, contas a receber de clientes e outros, títulos e valores mobiliários, ativos financeiros setoriais e ativo financeiro de concessão do serviço público.

a.1) Mensuração subsequente dos ativos financeiros: A mensuração subsequente de ativos financeiros depende da sua classificação, que pode ser da seguinte forma: • Ativos financeiros a valor justo por meio do resultado: Ativos financeiros são classificados como mantidos para negociação se forem adquiridos com o objetivo de venda no curto prazo. Ativos financeiros a valor justo por meio do resultado são apresentados no balanço patrimonial a valor justo, com os correspondentes ganhos ou perdas reconhecidas na demonstração do resultado. • Empréstimos e recebíveis: São ativos financeiros não derivativos, com pagamentos fixos ou determináveis, não cotados em um mercado ativo. Após a mensuração inicial, esses ativos financeiros são contabilizados ao custo amortizado, utilizando o método de juros efetivos (taxa de juros efetiva), menos perda por redução ao valor recuperável. O custo amortizado é calculado levando em consideração qualquer desconto ou "prêmio" na aquisição e taxas ou custos incorridos. A amortização do método de juros efetivos é incluída na linha de receita financeira na demonstração de resultados. As perdas por redução ao valor recuperável são reconhecidas como despesa financeira no resultado. • Investimentos mantidos até o vencimento: Ativos financeiros não derivativos com pagamentos fixos ou determináveis e vencimentos fixos são classificados como mantidos até o vencimento quando a Companhia tiver manifestado intenção e capacidade financeira para mantê-los até o vencimento. Após a avaliação inicial, os investimentos mantidos até o vencimento são avaliados ao custo amortizado utilizando o método da taxa de juros, menos perdas por redução ao valor recuperável. • Ativos financeiros disponíveis para venda: São valores ativos financeiros não derivativos que não são classificados como: (a) empréstimos e recebíveis; (b) investimentos mantidos até o vencimento ou (c) ativos financeiros pelo valor justo por meio do resultado. Após mensuração inicial, ativos financeiros disponíveis para venda são mensurados a valor justo, com ganhos e perdas não realizados reconhecidos diretamente dentro dos outros resultados abrangentes até a baixa do investimento, com exceção das perdas por redução ao valor recuperável, dos juros calculados utilizando o método de juros efetivos e dos ganhos ou perdas com variação cambial sobre ativos monetários que são reconhecidos diretamente no resultado do exercício.

a.2) Desreconhecimento (baixa) dos ativos financeiros: Um ativo financeiro (ou, quando for o caso, uma parte de um ativo financeiro ou parte de um grupo de ativos financeiros semelhantes) é baixado quando: • Os direitos de receber fluxos de caixa do ativo expirarem; • A Companhia transferir os seus direitos de receber fluxos de caixa do ativo ou assumir uma obrigação de pagar integralmente os fluxos de caixa recebíveis, sem demora significativa, a um terceiro por força de um acordo de "repasse"; e (a) A Companhia transferir substancialmente todos os riscos e benefícios do ativo, ou (b) A Companhia não transferir nem reter substancialmente todos os riscos e benefícios relativos ao ativo, mas transferir o controle sobre o ativo.

b) Passivos financeiros: Os passivos financeiros da Companhia referem-se a empréstimos e financiamentos, e derivativos classificados como valor justo por meio do resultado, conforme o caso. A Companhia determina a classificação dos seus passivos financeiros no momento do seu reconhecimento inicial. Passivos financeiros são inicialmente reconhecidos a valor justo e, no caso de empréstimos e financiamentos, são acrescidos do custo da transação diretamente relacionado. Os passivos financeiros da Companhia incluem contas a pagar a fornecedores e outras contas a pagar, empréstimos e financiamentos, debêntures e instrumentos financeiros derivativos.

b.1) Mensuração subsequente dos passivos financeiros: A mensuração dos passivos financeiros depende da sua classificação, que pode ser da seguinte forma: • Passivos financeiros a valor justo por meio do resultado: Passivos financeiros a valor justo por meio do resultado incluem derivativos. • Empréstimos e financiamentos: Após reconhecimento inicial, empréstimos e financiamentos são mensurados subsequentemente pelo custo amortizado, utilizando o método da taxa efetiva de juros. Ganhos e perdas são reconhecidos na demonstração do resultado no momento da baixa dos passivos, bem como durante o processo de amortização pelo método da taxa efetiva de juros.

b.2) Desreconhecimento (baixa) dos passivos financeiros: Um passivo financeiro é baixado quando a obrigação for revogada, cancelada ou expirada. Quando um passivo financeiro existente for substituído por outro do mesmo mutuante com termos substancialmente diferentes, ou os termos de um passivo existente forem significativamente alterados, essa substituição ou alteração é tratada como baixa do passivo original e reconhecimento de um novo passivo, sendo a diferença nos correspondentes valores contábeis reconhecida na

demonstração do resultado.

c) Valor justo de instrumentos financeiros O valor justo de instrumentos financeiros ativamente negociados em mercados financeiros organizados é determinado com base nos preços de compra cotados no mercado no fechamento dos negócios na data do balanço, sem dedução dos custos de transação. O valor justo de instrumentos financeiros para os quais não haja mercado ativo é determinado utilizando técnicas de avaliação. Essas técnicas podem incluir o uso de transações recentes de mercado (com isenção de interesses); referência ao valor justo corrente de outro instrumento similar; análise de fluxo de caixa descontado ou outros modelos de avaliação.

2.8 - Instrumentos financeiros derivativos: A Companhia firma contratos derivativos de swap com o objetivo de administrar a exposição de riscos associados com variações nas taxas cambiais. A Companhia não tem contratos derivativos com fins comerciais e especulativos (vide nota 35). Os instrumentos financeiros derivativos são inicialmente reconhecidos ao valor justo na data em que o contrato de derivativo é contratado, sendo reavaliados subsequentemente também ao valor justo. Derivativos são apresentados como ativos financeiros quando o valor justo do instrumento for positivo, e como passivos financeiros quando o valor justo for negativo. Quaisquer ganhos ou perdas resultantes de mudanças no valor justo desses derivativos e durante o exercício são lançados diretamente na demonstração de resultado, no resultado financeiro.

2.9 - Caixa e equivalentes de caixa: Os equivalentes de caixa são mantidos com a finalidade de atender a compromissos de caixa de curto prazo, e não para investimentos ou outros fins. Caixa e equivalentes de caixa incluem saldos de caixa, depósitos bancários à vista, e as aplicações ou outros fins. Caixa e equivalentes de caixa incluem os dados, a contar da data da contratação.

2.10 - Contas a receber de clientes e outros: Engloba as contas a receber com fornecimento de energia e uso da rede, faturado e não faturado, este por estimativa, serviços prestados, acrescidos moratórios, energia comercializada no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE e outros, até o encerramento do balanço, contabilizado com base no regime de competência. São considerados ativos financeiros classificados como empréstimos e recebíveis. As contas a receber de clientes e outros estão apresentadas líquidas da provisão para créditos de liquidação duvidosa - PLCD, reconhecida em valor considerado suficiente pela administração para cobrir as prováveis perdas na realização das contas a receber de consumidores e títulos a receber cuja recuperação é considerada improvável. A PLCD é constituída com base nos valores a receber dos consumidores da classe residencial vencidos há mais de 90 dias, da classe comercial vencidos há mais de 180 dias e das classes industrial, rural, poderes públicos, iluminação pública e serviços públicos vencidos há mais de 360 dias. Considera também, uma análise individual dos títulos a receber e do saldo de cada consumidor, de forma que se obtenha um julgamento adequado dos créditos considerados de difícil recebimento, baseando-se na experiência da Administração em relação às perdas efetivas, na existência de garantias reais, entre outros.

2.11 - Títulos e valores mobiliários: São classificados como ativos financeiros mantidos até o vencimento, e estão demonstrados ao custo amortizado, acrescido das remunerações contratadas, reconhecidas proporcionalmente até as datas de encerramento das demonstrações financeiras.

2.12 - Estoques: Os materiais e equipamentos em estoque, classificados no ativo circulante (almoxarifado de manutenção e administrativo) estão registrados ao custo médio de aquisição e não excedem os seus custos de reposição ou valores de realização, deduzidos de provisões para perdas, quando aplicável.

2.13 - Outros investimentos: Representam investimentos em bens imóveis, ações e quotas de direitos sobre a comercialização de obra audiovisual, que não se destinam ao objetivo da concessão e estão registrados pelo custo de aquisição, líquidos de provisão para perdas, quando aplicável.

2.14 - Ativos e passivos financeiros setoriais: Referem-se aos ativos e passivos decorrentes das diferenças temporárias entre os custos homologados (Parcela A e outros componentes financeiros) que são 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 da Companhia sempre que os custos homologados e incluídos na tarifa são inferiores aos custos efetivamente incorridos, ou uma obrigação quando os custos homologados e incluídos na tarifa são superiores aos custos efetivamente incorridos. Esses valores serão efetivamente liquidados por ocasião do próximo período tarifário ou, em caso de extinção da concessão com a existência de saldos apurados que não tenham sido recuperados, serão incluídos na base de indenização já prevista quando da extinção, por qualquer motivo, da concessão. Considerando que os contratos da concessão da Companhia foram atualizados em 2014 para inclusão na base de indenização dos saldos remanescentes de diferenças temporárias entre os valores homologados e incluídos nas tarifas vigentes e aqueles que são efetivamente incorridos ao longo do período de vigência, conforme descrito acima, e considerando a orientação técnica ICPC-08 (Reconhecimento de Determinados Ativos e Passivos nos Relatórios Contábil-Financeiros de Próposito Geral das Distribuidoras de Energia Elétrica emitidos de acordo com as Normas Brasileiras e Internacionais de Contabilidade), a Companhia passou a ter um direito (ou obrigação) incondicional de receber (ou entregar) caixa ou outro instrumento financeiro ao Poder Concedente e, portanto, passou a registrar tais valores dentro de seus respectivos períodos de competência.

2.15 - Concessão do serviço público (ativo financeiro): Refere-se à parcela estimada dos investimentos realizados e que não serão amortizados até o final da concessão classificada como um ativo financeiro por ser um direito incondicional de receber caixa ou outro ativo financeiro diretamente do poder concedente decorrente da aplicação das Interpretações Técnicas ICPC 01 (R1) - Contratos de Concessão e ICPC 17 - Contratos de Concessão: Evidenciação e da Orientação Técnica ICPC 05 - Contratos de Concessão. Essa parcela de infraestrutura classificada como ativo financeiro é remunerada por meio do denominado WACC regulatório, que consiste na remuneração do investimento e que é cobrada mensalmente na tarifa dos clientes. A atualização monetária do ativo financeiro incide somente sobre os investimentos realizados até o 3º Círculo de Revisão Tarifária Período "3CRTPr" (base bimestral), reconhecida mensalmente no resultado, considerando a atualização pelo IGP.M, como forma de distribuir linearmente ao longo do exercício o reajuste da denominada Base Tarifária, que é corrigida anualmente por esse índice. Tais atualizações são reconhecidas no resultado. Na data da revisão tarifária da Companhia, que ocorre a cada quatro anos, (próxima revisão tarifária prevista para abril de 2017) o ativo financeiro, base incremental, poderá ser ajustado ao valor justo de acordo com a base de remuneração determinada ao novo valor de reposição pelos critérios tarifários. Esse ativo financeiro, representado pelo valor indenizatório da Companhia, está classificado como "disponível para venda".

2.16 - Intangível: Compreende o direito de uso da infraestrutura, construída ou adquirida pelo operador ou fornecida para ser utilizada pela outorgante como parte do contrato de concessão do serviço público de energia elétrica (direito de cobrar dos usuários do serviço público por ela prestado), em consonância com as disposições das Deliberações CVM nº 553, de 12 de novembro de 2008, 677, de 13 de dezembro de 2011 e 654 de 28 de dezembro de 2010, que aprovam respectivamente o CPC 04 (R1) - Ativo Intangível e a ICPC 01 (R1) - Contrato de Concessão e ICPC 17 - Contrato de Concessão: Evidenciação e o CPC 05 - Contrato de Concessão. É avaliado ao custo de aquisição/construção, deduzido da amortização acumulada e das perdas por redução ao valor recuperável, quando aplicável. A Companhia entende não haver qualquer indicativo de que o valor contábil dos bens do ativo intangível excede o seu valor recuperável. Tal conclusão é suportada pela metodologia de avaliação da base de remuneração utilizada para cálculo da amortização cobrada via tarifa, já que enquanto os registros contábeis estão a custo histórico a base de cálculo da amortização regulatória corresponde aos ativos avaliados a valor novo de reposição. Contudo, a fim de corroborar seu entendimento a Companhia efetua anualmente o teste de recuperabilidade utilizando o método do valor presente dos fluxos de caixa futuros gerados pelos ativos resultando um valor superior àquele registrado contabilmente (vide nota 18).

2.17 - Análise do valor de recuperação dos ativos: A Administração da Companhia revisa anualmente o valor contábil líquido dos seus ativos com o objetivo de avaliar eventos ou mudanças nas circunstâncias econômicas, operacionais ou tecnológicas que possam indicar deterioração ou perda de seu valor recuperável. Sendo tais evidências identificadas e o valor contábil líquido exceder o valor recuperável, é constituída provisão para desvalorização ajustando o valor contábil líquido ao valor recuperável. Essa avaliação é efetuada com base no valor presente do fluxo de caixa futuro estimado, com base no resultado operacional e projeções da Companhia até o término da concessão, tendo como principais premissas: • Crescimento orgânico compatível com os dados históricos e perspectivas de crescimento da economia brasileira; e • Taxa média de desconto obtida através de metodologia usualmente aplicada pelo mercado, levando em consideração o custo médio ponderado de capital. Nos exercícios findos em 31 de dezembro de 2014 e 2013, não foi identificada necessidade de reconhecimento de perda por redução ao valor recuperável.

2.18 - Empréstimos, financiamentos e debêntures: As obrigações em moeda nacional e estrangeira são atualizadas pela variação monetária e pelas taxas efetivas de juros, incorridas até as datas dos balanços, de acordo com os termos dos contratos financeiros, deduzidos dos custos de transação incorridos na captação dos recursos. Os custos de empréstimos atribuídos à aquisição, construção ou produção de ativos qualificados, nesse caso o ativo intangível correspondente ao direito de uso da infraestrutura para a prestação do serviço público, estão incluídos no custo do intangível em curso até a data em que estejam prontos para o uso pretendido, conforme disposições das Deliberações CVM nº 553, de 12 de novembro de 2008 e 672, de 20 de outubro de 2011, que aprovaram, respectivamente, os CPC's 04 (R1) - Ativo Intangível e 20 (R1) - Custos de Empréstimos. Os ganhos decorrentes da aplicação temporária dos recursos obtidos com empréstimos específicos ainda não gastos com o ativo qualificado são deduzidos dos custos com empréstimos qualificados para capitalização. Todos os outros custos com empréstimos são reconhecidos no resultado do exercício, quando incorridos.

2.19 - Taxas regulamentares: **a) Conta Consumo de Combustível (CCC):** Parcela da receita tarifária paga pelas distribuidoras, nos sistemas interligados com dupla destinação: pagar as despesas com o combustível usado nas térmicas que são alocadas para garantir as incertezas hidrológicas; e subsidiar parte das despesas com combustível nos sistemas isolados para permitir que as tarifas elétricas naqueles locais tenham níveis semelhantes aos praticados nos sistemas interligados. A partir de 1º de janeiro de 2013, a Lei nº 12.783 extinguiu a arrecadação da CCC.

b) Conta de Desenvolvimento Energético (CDE): Tem o objetivo de promover o desenvolvimento energético dos Estados e a competitividade da energia produzida, a partir de fontes alternativas, nas áreas atendidas pelos sistemas interligados, permitindo a universalização do serviço de energia elétrica. Os valores a serem pagos também são definidos pela ANEEL. A partir de 1º de janeiro de 2013, a Lei nº 12.783 reduziu em 75% a arrecadação da CDE.

c) Programas de Eficiência Energética (PEE) - Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) - Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (FNDCT) e Empresa de Pesquisa Energética (EPE): São programas de reinvestimento exigidos pela ANEEL para as distribuidoras de energia elétrica, que estão obrigadas a destinar 1% de sua receita operacional líquida para esses programas.

d) Taxa de Fiscalização do Serviço Público de Energia Elétrica (TFSEE): Os valores da taxa de fiscalização incidentes sobre a distribuição de energia elétrica são diferenciados e proporcionais ao porte do serviço concedido, calculados anualmente pela ANEEL, considerando o valor econômico agregado pelo concessionário.

e) Encargo do Serviço do Sistema (ESS): Representa o custo incorrido para manter a confiabilidade e a estabilidade do Sistema Interligado Nacional para o atendimento do consumo de energia elétrica no Brasil. Esse custo é apurado mensalmente pela CCEE e é pago pelos agentes da categoria consumo aos agentes de geração.

2.20 - Participação nos resultados: A Companhia reconhece um passivo e uma despesa de participação nos resultados com base em uma fórmula que leva em consideração o alcance de metas operacionais e objetivos específicos, estabelecidos e aprovados no início de cada exercício. O valor atribuído a essa participação é registrado como despesa operacional.

2.21 - Distribuição de dividendos: A política de reconhecimento contábil de dividendos está em consonância com as normas previstas no Pronunciamento Técnico CPC 25 - Provisões, passivos contingentes e ativos contingentes e na Interpretação Técnica ICPC 08 - Contabilização da proposta de pagamento de dividendos, os quais determinam que os dividendos propostos a serem pagos e que estejam fundamentados em obrigações estatutárias, devem ser registrados no passivo circulante. O estatuto social da Companhia estabelece que, no mínimo, 25% do lucro líquido anual seja distribuído à título de dividendos, após destinação da reserva legal. Desse modo, no encerramento do exercício social e após as devidas destinações legais a Companhia registra a provisão equivalente ao dividendo mínimo obrigatório ainda não distribuído no curso do exercício, ao passo que registra os dividendos propostos excedentes ao mínimo obrigatório como "dividendo adicional proposto" no patrimônio líquido. A Companhia distribui juros a título de remuneração sobre o capital próprio, nos termos do Art. 9º, parágrafo 7º da Lei nº 9.249, de 26/12/95, os quais são dedutíveis para fins fiscais e considerados parte dos dividendos obrigatórios. Os dividendos e juros sobre o capital próprio, não reclamados no prazo de três anos, são revertidos para a Companhia.

2.22 - Plano previdenciário e outros benefícios aos empregados: A Companhia possui diversos planos de benefícios a empregados incluindo planos de pensão e aposentadoria, assistência médica, participação nos lucros e resultados, dentre outros. Os compromissos atuariais com os planos de benefícios de pensão e aposentadoria são provisionados com base em cálculo atuarial elaborado anualmente por atuario independente, de acordo com o método da unidade de crédito projetada, líquido dos ativos garantidores do plano, quando aplicável, sendo os custos correspondentes reconhecidos durante o período aquisitivo dos empregados, em conformidade com a Deliberação CVM nº 695, de 13 de dezembro de 2012. Eventuais déficits ou superávits com planos de benefícios a empregados também são contabilizados, reconhecidos até o montante provável de redução nas contribuições futuras da patrocinadora para estes planos. O método da unidade de crédito projetada considera cada período de serviço como fato gerador de uma unidade adicional de benefício, que são acumuladas para o cômputo da obrigação final. Adicionalmente, são utilizadas outras premissas atuariais, tais como hipóteses biológicas e econômicas e, também, dados históricos de gastos incorridos e de contribuição dos empregados. Os ganhos e prejuízos atuariais são reconhecidos como resultado abrangente diretamente ao Patrimônio Líquido, de forma que o ativo ou passivo líquido do plano de pensão sejam reconhecidos no Balanço Patrimonial para refletir o valor integral do déficit ou superávit dos planos.

2.23 - Provisões: A Companhia registra provisões, as quais envolvem considerável julgamento por parte da Administração, para contingências fiscais, trabalhistas e cíveis que como resultado de um acontecimento passado, é provável que uma saída de recursos envolvendo benefícios econômicos seja necessária para liquidar a obrigação e uma estimativa razoável possa ser feita do montante dessa obrigação. A Companhia também está sujeita a várias reivindicações, legais, civis e processos trabalhistas cobrindo uma ampla faixa de assuntos que advêm do curso normal das atividades de negócios. O julgamento da Companhia é baseado na opinião de seus consultores legais. As provisões são revisadas e ajustadas para levar em conta alterações nas circunstâncias tais como prazo de prescrição aplicável, conclusões de inspeções fiscais ou exposições adicionais identificadas com base em novos assuntos ou decisões de tribunais. Os resultados foram podem diferir das estimativas.

2.24 - Outros ativos e passivos circulares e não circulares: São demonstrados pelos valores de realização (ativos) e pelos valores conhecidos ou calculáveis, acrescidos, quando aplicável, dos correspondentes encargos e atualizações monetárias incorridas por força de legislação ou cláusulas contratuais, de forma a refletir os valores atualizados até a data das demonstrações financeiras (passivos).

2.25 - Operações de compra e venda de energia elétrica na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE: Os registros das operações de compra e venda de energia na CCEE estão reconhecidos pelo regime de competência de acordo com informações divulgadas por aquela entidade ou por estimativa da administração da Companhia, quando essas informações não estão disponíveis tempestivamente.

2.26 - Questões ambientais: A Companhia capitaliza com parte do custo de um projeto, gastos referentes a demandas ambientais consubstanciadas nas previsões regulamentares do setor de energia elétrica e tem por motivadores os "condicionantes ambientais" exigidos pelos órgãos públicos competentes, para concessão das respectivas licenças que permitirão a execução dos projetos. Nesse particular, estão enquadrados o Instituto Brasileiro do Meio Ambiente - IBAMA e o Instituto do Meio Ambiente - IMA, tanto na esfera estadual. Os "condicionantes ambientais" correspondem a compensações que devem ser realizadas para executar o projeto, visando reparar, atenuar ou evitar danos ao meio ambiente onde será realizado o empreendimento. O reconhecimento das obrigações assumidas obedece ao regime de competência, a partir do momento em que haja a formalização do compromisso, e são quitadas em conformidade com os prazos avançados entre as partes.

2.27 - Segmento de negócios: De acordo com o Pronunciamento Técnico CPC 22 - Informações por segmento, correspondente ao IFRS 8 - Operating segments, segmentos operacionais são definidos como atividades de negócio dos quais pode se obter receitas e incorrer em despesas, cujos resultados operacionais são regularmente revisados pelo principal gestor das operações da entidade para a tomada de decisões sobre recursos a serem alocados ao segmento e para a avaliação do seu desempenho e para o qual haja informação financeira individualizada disponível. Todas as decisões tomadas pela Companhia são baseadas em relatórios consolidados, os serviços são prestados utilizando-se uma rede integrada de distribuição, e as operações são gerenciadas em bases consolidadas. Conseqüentemente, a Companhia concluiu que possui apenas um segmento passível de reporte.

2.28 - Demonstrações dos fluxos de caixa e do valor adicionado: As demonstrações dos fluxos de caixa foram preparadas e estão apresentadas de acordo com a Deliberação CVM nº 641, de 07 de outubro de 2010, que aprovou o Pronunciamento Técnico CPC 03 (R2) - Demonstração dos fluxos de caixa ("CPC 03"). As demonstrações do valor adicionado foram preparadas e estão apresentadas de acordo com a Deliberação CVM nº

557, de 12 de novembro de 2008, que aprovou o Pronunciamento Técnico CPC 09 - Demonstração do valor adicionado (NOVA).

3. NOVOS PRONUNCIAMENTOS CONTÁBEIS

Segue abaixo a avaliação da Companhia dos impactos das alterações destes pronunciamentos e interpretações: OPC 07 - Evidenciação da Divulgação dos Relatórios Contábil - Financeiros de Propósito Geral - aprovada pela Deliberação CVM nº 727, de 11 de novembro de 2014 (Aprovação do CFC em 26 de setembro de 2014). A revisão desta norma não impactou as demonstrações financeiras da Companhia. OPC 08 - Reconhecimento de Determinados Ativos e Passivos nos Relatórios Contábil-Financeiros de Próposito Geral das Distribuidoras de Energia Elétrica emitidos de acordo com as Normas Brasileiras e Internacionais de Contabilidade. Os impactos desta orientação foram reconhecidos nos saldos apresentados em 31 de dezembro de 2014, prospectivamente. REVISÃO DE PRONUNCIAMENTOS TÉCNICOS Nº 04 - Documento de revisão apresenta alterações no Pronunciamento Técnico CPC 36 (R3) - Demonstrações Consolidadas decorrentes de alterações procedidas no que se refere à consolidação de controladas, específicas para Entidades de Investimento, bem como aos Pronunciamentos Técnicos CPC 03 (R2), CPC 05 (R1), CPC 15 (R1), CPC 21 (R1), CPC 31, CPC 32, CPC 35 (R2), CPC 37 (R1), CPC 38, CPC 39, CPC 40 (R1) e CPC 45. A revisão destes não impactou as demonstrações financeiras da Companhia. REVISÃO DE PRONUNCIAMENTOS TÉCNICOS Nº 05 - Documento de revisão apresenta alterações nos Pronunciamentos Técnicos CPC 01 (R1) e CPC 38, decorrentes de alterações nas normas internacionais de contabilidade emitidas pelo IASB em maio (Recoverable Amount Disclosures for Non-Financial Assets) e junho de 2013 (Novation of Derivatives and Continuation of Hedge Accounting). (i) Altera o item 130 e a alínea (c) do item 134 do Pronunciamento Técnico CPC 01 (R1) - Redução ao Valor Recuperável de Ativos e (ii) Altera os itens 91 e 101 e inclui o item AG133A no Pronunciamento Técnico CPC 38 - Instrumentos Financeiros: Reconhecimento e Mensuração. A revisão destes não impactou as demonstrações financeiras da Companhia.

4. ASSUNTOS REGULATÓRIOS

Em função do baixo nível dos reservatórios das usinas hidrelétricas e o consequente aumento do preço da energia, com impacto relevante no custo com energia comprada pelas distribuidoras de energia elétrica do País, o Governo Federal, através do Decreto nº 7.945/13, definiu o repasse de recursos da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) para cobrir, principal, os custos decorrentes do despacho das usinas termelétricas e da distribuição involuntária das distribuidoras ao incluir a atualizada de energia. Em 7 de março de 2014, foi publicado o Decreto nº 8.203/14, de forma a incluir a neutralização da exposição involuntária das concessionárias de distribuição no mercado de curto prazo, para a competência de janeiro de 2014, decorrente da compra frustrada no leilão de energia proveniente de empreendimentos existentes realizado em dezembro de 2013. Adicionalmente, em 2 de abril de 2014, foi publicado o Decreto nº 8.221/2014 garantindo o direito das distribuidoras de reembolso dos custos extraordinários provenientes de energia termoeletrica através de contratos por disponibilidade além daqueles adquiridos no mercado de curto prazo para o período de fevereiro até dezembro de 2014. O decreto define que caberá à CCEE contratar as operações de crédito destinadas à cobertura prevista no parágrafo anterior e gerir a CONTA-ACR, assegurando o repasse dos custos incorridos nas operações à Conta de Desenvolvimento Energético - CDE. Ainda o mesmo decreto determina que a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL homologará, mensalmente, os valores a serem pagos pela CONTA-ACR a cada Concessionária de Distribuição, mediante a utilização dos recursos de que trata o Decreto nº 8.221/14, considerando a cobertura tarifária vigente. Define também que deverá ser mantido na CONTA-ACR saldo suficiente para assegurar o fluxo de pagamentos das operações de crédito a ser contratado pela CCEE, podendo este saldo ser dado em garantia em favor dos credores destas operações, inclusive por meio de cessão fiduciária. Em 16 de abril de 2014, a ANEEL emitiu a Resolução 612/14 e em 22 de abril de 2014 o Despacho 1.256/14, detalhando o funcionamento da CONTA-ACR e homologando os valores repassados pela CCEE às empresas distribuidoras, relativamente à competência de fevereiro de 2014. Em 25 de abril de 2014 foi assinado um Contrato de Financiamento da Operação ACR - Ambiente de Contratação Regulada pela CCEE, junto a diversas instituições financeiras, com limite total de até R\$11,2 bilhões, repassados às distribuidoras que incorreram nos custos adicionais descritos acima. Tendo em vista que tal montante se mostrou insuficiente para a finalidade desejada, em 15 de agosto de 2014 foi assinado novo Contrato de Financi



As contas a receber do não circulante representam os valores resultantes da consolidação de parcelamentos de débitos de contas de fornecimento de energia vencidos de consumidores inadimplentes e com vencimento futuro, cobrados em contas de energia. Incluem juros e multa calculados pró-rata temporis. (b) Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE: Referem-se a créditos oriundos da comercialização de energia no mercado de curto prazo no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE (antigo Mercado Atacadista de Energia - MAE) informados pela CCEE a partir da medição e registro da energia fornecida no sistema elétrico interligado. Os valores do não circulante compreendem as operações realizadas no período de setembro de 2000 a dezembro de 2002 vinculados a processos judiciais em andamento movido por agentes do setor que contestam a contabilização da CCEE para o período. Dada à incerteza de sua realização a Companhia constituiu Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa, em valor equivalente à totalidade do crédito. O saldo apresentado em 31 de dezembro de 2014 é de R\$ 36.767 (R\$ 28.557 em 2013) líquido da PCLD, no montante de R\$ 18.682 (R\$ 18.682 em 2013), vide item (d). (c) Subvenções/ Subsídios Governamentais: **Baixa Renda - Tarifa Social:** O Governo Federal, por meio das Leis nº 12.212, de 20 de janeiro de 2010 e 10.438, de 26 de abril de 2002, determinou a aplicação da tarifa social de baixa renda com a finalidade de contribuir para a modicidade da tarifa de fornecimento de energia elétrica aos consumidores finais integrantes da subclasse residencial baixa renda. O saldo a receber em 31 de dezembro de 2014 é de R\$ 38.817, (R\$ 32.190 em 2013), relativo às subvenções dos meses de novembro (R\$ 19.333) e dezembro (R\$ 19.484) de 2014. CDE: O Decreto Presidencial nº 7.583, de 13 de outubro de 2011 definiu as fontes para concessão de subvenção econômica, a ser custeada com recursos da CDE e com alterações na estrutura tarifária de cada concessionária. A Resolução Normativa ANEEL nº 472, de 24 de janeiro de 2012 estabeleceu a metodologia de cálculo para apurar a Diferença Mensal de Receita - DMR - e o montante de recursos a ser repassado a cada distribuidora para custear essa diferença. Em 28 de abril de 2014, foi emitida a resolução homologatória nº 1.723/2014 aprovando o valor mensal de R\$ 10.473, a ser repassado pela Eletrobrás durante o período de abril de 2014 a março de 2015. O saldo a receber em 31 de dezembro de 2014 é R\$ 25.228 em 2013), relativo às subvenções dos meses de junho a dezembro de 2014. As referidas subvenções são calculadas mensalmente pela distribuidora e submetida à ANEEL para aprovação e homologação através de Despacho, após o qual ocorre o repasse. (d) Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa - PCLD: A provisão para créditos de liquidação duvidosa foi constituída e após criteriosa análise das contas a receber vencidas, com base na análise de risco dos créditos, que contempla o histórico de perdas, a situação individual dos consumidores e as garantias reais para os débitos, e é considerada pela administração da Companhia suficiente para cobrir eventuais perdas na realização dos valores a receber. Para fins fiscais, o excesso de provisão calculado em relação aos termos dos artigos 9 e 10 da Lei nº 9.430/96, está adicionado ao lucro real e a base de cálculo da contribuição social sobre o lucro líquido - CSLL. A movimentação dos saldos está demonstrada a seguir:

	Comercialização de energia na CCEE		Total
	Consumidores	Títulos a receber	
Saldo em 01 de janeiro de 2013	(557.396)	(2.052)	(578.130)
Adições	(48.671)	-	(48.671)
Reversões	9.229	2.052	11.281
Saldo em 31 de dezembro de 2013	(596.838)	-	(615.520)
Adições	(26.103)	-	(26.103)
Reversões	64.172	-	64.172
Saldo em 31 de dezembro de 2014	(558.769)	-	(577.451)

9. TÍTULOS E VALORES MOBILIÁRIOS

Os Títulos e Valores Mobiliários referem-se às aplicações financeiras de operações contratadas em instituições financeiras nacionais, a preços e condições de mercado, que estão vinculados como contraparte de garantias oferecidas para participação em leilões de energia e contratações de financiamentos, além de aplicações em fundo exclusivo composto por papéis com vencimentos no longo prazo e Letras Financeiras do Tesouro (LFT).

Agente financeiro	Ref.	Tipo de aplicação	Vencimento	Indexador	2014	2013
Banco do Brasil		Fundo de Investimento	(*)	Variável	910	-
Banco do Brasil	(a)	Fundo BB Polo	(*)	Variável	-	1.061
Bradesco	(a)	Fundo de Investimento	(*)	CDI	6	4
Bradesco	(a)	LFT	mar-15	CDI	-	517
Caixa Econômica Federal	(a)	CDB	diversos	CDI	102	103
Banco Itaú	(a)	CDB	jul-15	CDI	19	72
Caixa Econômica Federal	(a)	CDB	diversos	CDI	-	-
Votorantim	(a)	CDB	dez-15	CDI	21	21
Bradesco	(a)	LFT	mar-15	CDI	564	765
Caixa Econômica Federal	(a)	CDB	diversos	CDI	-	5.871
Total					1.622	8.414
Circulante					706	2.023
Não circulante					916	6.391

(a) Constituem garantia para leilão de energia. (*) Aplicações com liquidez imediata sem vencimento pré-determinado. Os CDBs são títulos emitidos por bancos de primeira linha com liquidez diária, recompra garantida, com variação da taxa de juros com base no percentual do CDI, valorização diária, com registro na Cetip e com portabilidade total e imediata. A mutação dos títulos e valores mobiliários é a seguinte:

	2014	2013
Saldo em 01 de janeiro de 2013	9.564	204.314
Aplicações	204.314	(205.779)
Resgates	315	315
Remuneração	8.414	-
Saldo em 31 de dezembro de 2013	185.316	(192.210)
Aplicações	185.316	-
Resgates	102	-
Remuneração	102	-
Saldo em 31 de dezembro de 2014	1.622	8.414

10. RECURSOS CDE

Em decorrência do Decreto 8.221/14 instituiu a Conta no Ambiente de Contratação Regulada (Conta-ACR), destinada a cobrir, total ou parcialmente, as despesas incorridas pelas concessionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica em decorrência de exposição involuntária no mercado de curto prazo e despacho de usinas termelétricas vinculadas a Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado - CCEAR, na modalidade por disponibilidade de energia elétrica, e normatizando o procedimento da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) para contratação de empréstimos junto a bancos, a fim de obter os fundos necessários para viabilizar os pagamentos às empresas distribuidoras do incremento de custos de energia aos quais as mesmas estiveram expostas. Os recursos CDE (CONTA-ACR) estão contabilizados na rubrica "Energia comprada para revenda", como redutor de custos de energia, no montante total de R\$ 340.108, compensando parcialmente os impactos da alta dos custos de energia sobre os resultados da Companhia.

11. IMPOSTOS E CONTRIBUIÇÕES A RECUPERAR

	2014	2013
Circulante		
Imposto de renda - IR	(a) 897	30.712
Contribuição social sobre o lucro líquido - CSLL	(b) 2.324	19.082
Imposto sobre circulação de mercadorias - ICMS	(a) 24.989	23.600
Programa de integração social - PIS	(c) 7.252	3.515
Contribuição para o financiamento da seguridade social - COFINS	(c) 33.555	16.275
Instituto nacional de seguridade social - INSS	3.305	5.015
Imposto sobre serviços - ISS	498	467
Total	72.520	98.666

Não circulante

Imposto sobre circulação de mercadorias - ICMS	(b) 24.780	19.152
Total	97.300	117.818

(a) O ativo de Imposto de renda (IR) e a Contribuição social sobre o lucro líquido (CSLL) antecipados correspondem aos montantes recolhidos, quando das apurações tributárias mensais, nos termos do artigo 2º da Lei 9.430, de 27 de dezembro de 1996, além das antecipações de aplicações financeiras, retenção de órgãos públicos e retenção na fonte referente a serviços prestados. (b) ICMS a recuperar sobre Ativo Permanente (CIAP) decorrente das aquisições de bens destinados a prestação de serviços da Companhia, registrado com base na Lei Complementar nº 102, de 11 de julho de 2000. (c) O PIS e a COFINS a recuperar decorrente do regime de apuração não-cumulativo estabelecido pelas Leis nº 10.637/02 e 10.833/03, respectivamente, das retenções de órgãos públicos e ajuste dos créditos provenientes de encargos de depreciação de máquinas e equipamentos e gastos com materiais aplicados na atividade, conforme disposto no Parecer SRFB Cosit nº 27/2008 e da contabilização dos ativos e passivos setoriais conforme OCP/08.

12. DESPESAS PAGAS ANTECIPADAMENTE

	2014	2013
Prêmio seguro PROINFRA	1.097	765
Vale transporte	5.917	6.017
Vale refeição/alimentação	1.126	939
Outros	34	35
Total	8.445	8.140
Ativo Circulante	8.445	8.140

13. SERVIÇOS EM CURSO

	2014	2013
Serviço próprio	(1.372)	1.991
Serviços prestados a terceiros	6.984	7.880
Transf. fabric. reparo de materiais	2.111	1.540
Total	7.723	11.411

As Ordens de Serviço em Curso representa um processo de registro, acompanhamento e controle de valores, que será utilizado para apuração de custos referentes aos serviços executados para terceiros ou para a própria concessionária e permissionária. Quando da conclusão dos serviços esses custos serão transferidos para outras contas patrimoniais e/ou de resultado a depender da natureza do serviço. Os valores recebidos a título de adiantamento para execução desses serviços técnicos estão contabilizados a crédito da conta de Adiantamentos Recebidos (vide nota 28).

14. ATIVOS E PASSIVOS FINANCEIROS SETORIAIS

Em 31 de dezembro de 2014, foram reconhecidos os seguintes ativos e passivos financeiros setoriais:

	2014			2013		
	Ativo	Não Circulante	Passivo (-)	Ativo	Não Circulante	Passivo (-)
CVA e Neutralidade						
Energia	299.057	92.734	-	-	-	391.791
Encargo de Serviço do Sistema - ESS	-	-	(111.594)	(35.958)	(147.552)	-
Neutralidade dos encargos setoriais	-	-	(17.560)	(4.813)	(22.373)	-
Sobrecontratação	2.115	-	(16.971)	(5.657)	(20.513)	-
Outras CVA's	25.946	7.730	-	-	-	33.676
Componentes Financeiros e Subsídios	(b)					
Energia Eletro nuclear	898	6.560	-	-	-	7.458
Exposição Financeira	6.443	2.832	-	-	-	9.275
Outros componentes financeiros	176	-	(2.714)	-	-	(2.538)
Total	334.635	109.856	(148.839)	(46.428)	249.224	-

Segue composição dos ativos e passivos por Índice do Reajuste Tarifário - IRT:

	2014			
	Ref	IRT 2015	IRT Anos Anteriores	Total
CVA e Neutralidade	(a)			
Energia		370.936	20.855	391.791
Encargo de Serviço do Sistema - ESS		(143.830)	(3.722)	(147.552)
Neutralidade dos encargos setoriais		(19.251)	(3.122)	(22.373)
Sobrecontratação		(22.627)	2.116	(20.511)
Outras CVA's		30.921	2.755	33.676
Componentes Financeiros e Subsídios	(b)			
Energia Eletro nuclear		-	7.456	7.456
Exposição Financeira		11.326	9.274	20.600
Outros componentes financeiros		-	(2.538)	(2.538)
Total		227.475	21.750	249.224

(a) CVA e neutralidade: • **Neutralidade dos encargos setoriais:** Refere-se à neutralidade dos encargos setoriais na tarifa, apurando as diferenças mensais entre os valores faturados e os valores contemplados na tarifa. • **Sobrecontratação:** O Decreto nº 7.945, de 7 de março de 2013, altera o Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, em seu art. 38, determina que no repasse dos custos de aquisição de energia elétrica às tarifas dos consumidores finais, a ANEEL deverá considerar até 105% (cento e cinco por cento) do montante total de energia elétrica contratada em relação à carga anual de fornecimento do agente de distribuição. Este repasse foi regulamentado pela Resolução ANEEL nº 255, de 6 de março de 2007. 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 e déficits de energia elétrica, limitados em 5% do requisito de carga. (b) Componentes financeiros Subsídios: • **Descontos Tarifa Irrigação e Aqüicultura:** A Resolução Normativa nº 207, de 09 de janeiro de 2006 estabeleceu os procedimentos para aplicação de descontos especiais na tarifa de fornecimento relativa ao consumo de energia elétrica das atividades de irrigação e aqüicultura e configura o direito da concessionária a ser compensado pelo valor financeiro resultante dos descontos estabelecidos, no primeiro reajuste ou revisão tarifária após a correspondente apuração. Essa classe passou a ser subsidiada, via CDE, conforme Decreto 7.891, de 23 de janeiro de 2013. • **Subsídio baixa renda:** O Governo Federal, por meio das Leis nºs 12.212, de 20 de janeiro de 2010 e 10.438, de 26 de abril de 2002, determinou a aplicação da tarifa social de baixa renda com a finalidade de contribuir para a modicidade da tarifa de fornecimento de energia elétrica aos consumidores finais integrantes da subclasse residencial baixa renda. • **Programa Social Luz Para Todos:** A Resolução Normativa ANEEL nº 294, de 11 de dezembro de 2007 estabeleceu a metodologia aplicável e os procedimentos de repasse tarifário dos déficits incorridos pelas concessionárias de energia elétrica em função da execução do Programa Luz Para Todos. • **Outros Componentes Financeiros:** Referem-se principalmente à exposição CCEAR, garantias financeiras de leilão, parcela de ajuste conexão e rede básica e concatenação CUSDs. A movimentação dos saldos de ativos e passivos está demonstrada a seguir:

	2014	2013
Constituição	253.696	-
Amortização	(5.056)	-
Remuneração financeira setorial	584	-
Saldo em 31 de dezembro de 2014	249.224	-

15. OUTROS ATIVOS

	2014	2013
Adiantamentos a empregados	848	755
Adiantamentos a fornecedores	1.418	8
Serviços prestados a terceiros	1.980	2.759
Alienações em curso	1.494	1.120
Precatório- Finsocial/PAES	5.393	5.145
Cobrança extra judicial	-	5.590
Uso mútuo de postes	440	489
Títulos de crédito a receber	1.638	1.638
Subvenção CCC - Fernando de Noronha	(b) 7.519	-
Outros créditos a receber	264	679
Total	20.994	18.183
Circulante	18.875	16.025
Não circulante	2.119	2.158

(a) Valores de débitos incluídos indevidamente pela Receita Federal do Brasil - RFB que já reconheceu o direito da Companhia, porém realizou a compensação de ofício de débitos pendentes de forma indevida. Foi apresentada informalidade com a compensação de tais débitos e será realizada nova análise pela RFB. Após novo despacho o crédito poderá ser compensado. (b) Subvenção CCC - Fernando de Noronha - Trata-se de reembolso do ICMS, do PIS/PASEP e COFINS pela Conta de Consumo de Combustíveis - CCC.

16. IMPOSTOS E CONTRIBUIÇÕES DIFERIDOS

A composição dos impostos e contribuições diferidos é a seguinte:

	2014	2013
Imposto de renda e contribuição social	(I) 167.882	148.355
Diferido ativo	195.037	148.355
Diferido passivo	(27.155)	-
Benefício fiscal do ágio e reversão PMIPL	(II) 159.228	176.209
Total	327.111	324.564

(I) **Imposto de renda e contribuição social diferido:** A Companhia registrou os tributos e contribuições sociais diferidos sobre as diferenças temporárias, cujos efeitos financeiros desses tributos e contribuições ocorrerão no momento da realização. O imposto de renda é calculado à alíquota de 15%, considerando o adicional de 10%, e a contribuição social está constituída a alíquota de 9%. No quadro a seguir, estão demonstrados os tributos e contribuições sociais diferidos pelo líquido, conforme CPC 32:

	2014		2013	
	Base de cálculo	Tributo diferido	Base de cálculo	Tributo diferido
Imposto de renda	10.629	2.656	41.820	10.454
Prejuízos fiscais	489.468	122.367	399.782	99.945
Diferenças temporárias	500.097	125.023	441.602	110.399
Contribuição Social	10.629	957	41.820	3.763
Base negativa	465.584	41.902	379.928	34.193
Diferenças temporárias	476.213	42.859	421.748	37.956
Total	167.882	882	148.355	-

A base de cálculo das diferenças temporárias é composta como segue:

	2014		2013	
	IR	CSLL	IR	CSLL
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	111.045	111.045	84.859	84.859
Provisão para passivo atuarial	289.477	289.477	270.955	270.955
Provisão para demissão voluntária	55	55	79	79
Provisão contencioso	80.053	80.053	68.317	68.317
Provisão PLR	8.693	8.693	8.324	8.324
Prejuízo fiscal	10.630	10.630	41.820	41.820
Incentivo fiscal Sudene	23.884	-	19.854	-
Direito de uso da concessão receita de ultrapassagem	45.328	45.328	16.050	16.050
Ajustes RTT	-	-	-	-
Valor justo de derivativos financeiros	2.892	2.892	-	-
Ativos financeiros setoriais	-	-	93.504	93.504
Encerramento de ordem de serviço	2.592	2.592	2.592	2.592
Outros ajustes de RTT	11.480	11.480	-	-
Outros	10.795	10.795	9.402	9.402
Total Ativo	596.924	573.040	615.756	595.900

	2014		2013	
	IR	CSLL	IR	CSLL
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	111.045	111.045	84.859	84.859
Provisão para passivo atuarial	289.477	289.477	270.955	270.955
Provisão para demissão voluntária	55	55	79	79
Provisão contencioso	80.053	80.053	68.317	68.317
Provisão PLR	8.693	8.693	8.324	8.324
Prejuízo fiscal	10.630	10.630	41.820	41.820
Incentivo fiscal Sudene	23.884	-	19.854	-
Direito de uso da concessão receita de ultrapassagem	45.328	45.328	16.050	16.050
Ajustes RTT	-	-	-	-
Valor justo de derivativos financeiros	2.892	2.892	-	-
Ativos financeiros setoriais	-	-	93.504	93.504
Encerramento de ordem de serviço	2.592	2.592	2.592	2.592
Outros ajustes de RTT	11.480	11.480	-	-
Outros	10.795	10.795	9.402	9.402
Total Ativo	596.924	573.040	615.756	595.900

	2014		2013	
	IR	CSLL	IR	CSLL
Ajustes RTT	-	-	-	



c) Condições contratuais dos empréstimos da Companhia em 31 de dezembro de 2014:

Fonte	Data de Assinatura	Moeda	Objetivo	Juros	Swap	Vencimento	Garantias
BNB 6	27/06/08	R\$	Eletificação	10% a.a.	Não aplicável	2016	Receitas, Aval Neoenergia e Aplicação Financeira.
ECF 0018 UFIR	01/07/04	R\$	Universalização	UFIR + 6% a.a.	aplicável	2016	Receita Própria.
ECF 0115 UFIR ECF EMERGENCIAL	17/11/05	R\$	Universalização	UFIR + 6% a.a.	aplicável	2017	Receita Própria.
ECF 2871/2010	28/10/10	R\$	Expansão/Melhoramento de Redes	5% a.a. (TJLP-6%) +	aplicável	2015	Nota Promissória
FINEP	14/10/09	R\$	Pesquisa e Desenvolvimento	5% a.a.	aplicável	2018	Neoneergia
KFW 1	29/05/96	EURO	Distribuição Rural/Se's/Lt's	2% a.a.	72,5% do CDI	2026	Aval Banco do Estado/Federal e Fiança Bancária.
KFW 2	29/05/96	EURO	Distribuição Rural/Se's/Lt's	4,5% a.a.	92% do CDI	2016	Aval Banco do Estado/Federal e Fiança Bancária.
BNDES 7 - FINEM (C3)	23/12/09	R\$	Expansão/Melhoramento de Redes	TJLP + 2,12% aa	aplicável	2015	Neoneergia
BNDES 7 - FINEM (D3)	23/12/09	R\$	Expansão/Melhoramento de Redes	TJLP + 3,12% aa	aplicável	2015	Neoneergia
BNDES 7 - FINEM (E3)	23/12/09	R\$	Expansão/Melhoramento de Redes	4,5% aa	aplicável	2015	Neoneergia
BANCO DO BRASIL	06/05/10	R\$	Rest. da Dívida Expansão/Melhoramento de Redes	108% CDI	aplicável	2021	Clean Aval
BNDES 7 - FINEM (O4)	23/12/09	R\$	Expansão/Melhoramento de Redes	5,5% aa	aplicável	2016	Neoneergia
BNDES 7 - FINEM (O4)	23/12/09	R\$	Expansão/Melhoramento de Redes	TJLP + 1,82% aa	aplicável	2016	Neoneergia
BNDES 7 - FINEM (P4)	23/12/09	R\$	Expansão/Melhoramento de Redes	TJLP + 2,82% aa	aplicável	2016	Neoneergia
BNDES 7 - FINEM (O8)	23/12/09	R\$	Expansão/Melhoramento de Redes	TJLP + 1,82% aa	aplicável	2018	Neoneergia
BNDES 7 - FINEM (P8)	23/12/09	R\$	Expansão/Melhoramento de Redes	TJLP + 2,82% aa	aplicável	2018	Neoneergia
BNDES 7 - FINEM (Q8)	23/12/09	R\$	Expansão/Melhoramento de Redes	5,5% aa	aplicável	2018	Neoneergia
BANCO DO BRASIL	28/01/11	R\$	Rest. da Dívida Expansão/Melhoramento de Redes	108% CDI	aplicável	2021	Clean Aval
BNDES 7 - FINEM (A8)	23/12/09	R\$	Expansão/Melhoramento de Redes	TJLP + 1,82% aa	aplicável	2017	Neoneergia
BNDES 7 - FINEM (B8)	23/12/09	R\$	Expansão/Melhoramento de Redes	TJLP + 2,82% aa	aplicável	2017	Neoneergia
FINEP 2011	25/11/11	R\$	Eficiência Energética Expansão/Melhoramento de Redes	4% a.a.	aplicável	2018	Neoneergia
BNDES 8 - FINEM (A2)	27/06/13	R\$	Expansão/Melhoramento de Redes	TJLP + 1,70%	aplicável	2021	Neoneergia
BNDES 8 - FINEM (B2)	27/06/13	R\$	Expansão/Melhoramento de Redes	TJLP + 2,70%	aplicável	2021	Neoneergia
BNDES 8 - FINEM (C2)	27/06/13	R\$	Expansão/Melhoramento de Redes	TJLP + 1,70%	aplicável	2021	Neoneergia
BNDES 8 - FINEM (D2)	27/06/13	R\$	Expansão/Melhoramento de Redes	TJLP + 2,70%	aplicável	2021	Neoneergia
BNDES 8 - FINEM (E2)	27/06/13	R\$	Expansão/Melhoramento de Redes	3% a.a.	aplicável	2023	Neoneergia
CITIBANK 2013	03/12/13	US\$	Cobertura de caixa Expansão/Melhoramento de Redes	Libor USD 3M + 0,97% a.a. + vc	104,5% CDI	2018	Neoneergia
ECF - IPT 4	21/10/13	R\$	mento de Redes	6% a.a.	aplicável	2025	Neoneergia
IBM 1	29/08/14	R\$	Cobertura de caixa	CDI + 0,31% a.a.	aplicável	2020	Neoneergia
IBM 2	29/09/14	R\$	Cobertura de caixa	CDI + 0,31% a.a.	aplicável	2020	Neoneergia
IBM 3	23/10/14	R\$	Cobertura de caixa	CDI + 0,31% a.a.	aplicável	2020	Neoneergia
IBM 4	28/11/14	R\$	Cobertura de caixa	CDI + 0,31% a.a.	aplicável	2020	Neoneergia
IBM 5	19/12/14	R\$	Cobertura de caixa	CDI + 0,31% a.a.	aplicável	2020	Neoneergia
CITIBANK 2013	29/08/14	US\$	Cobertura de caixa	Libor USD 3M + 0,989%a.a. + vc	107,34% CDI	2018	Neoneergia

Para alguns empréstimos foram dadas garantias de receita própria, avais dos Governos Federal e Estadual, notas promissórias e aval do acionista controlador. O total devido em moeda nacional e em moeda estrangeira da Companhia desdobra-se da seguinte forma:

Moeda Nacional	2014		2013	
	R\$	%	R\$	%
Juros pré-fixados	216.651	23,2%	189.944	22,9%
TJLP	434.683	46,5%	418.145	50,5%
CDI	-	0,0%	7	0,0%
Total	282.992	30,3%	220.003	26,6%
Principal	926.945	100,0%	828.099	100,0%
Encargos	7.381	-	826.636	-

Moeda Estrangeira	2014		2013	
	R\$	%	R\$	%
Dólar norte americano	41.144	96,13%	17.000	38,51%
Euro	1.741	2,8%	1.741	3,91%
Total	98.864	-	42.434	-
Principal	98.753	-	42.396	-
Encargos	111	-	38	-

As principais moedas e indexadores utilizados para atualização dos empréstimos e financiamentos tiveram as seguintes variações nos exercícios findos em 31 de dezembro de 2014 e 2013:

Moeda / Indexador	2014		2013	
		Varição %		Varição %
EURO	(0,15)	19,90		
Dólar norte-americano	13,39	14,64		
TJLP	5,00	5,00		
CDI	10,81	8,05		

Os vencimentos das parcelas do não circulante são os seguintes:

	2014		2013	
	Dívida transação	Total líquido	Dívida transação	Total líquido
2015	-	169.110	(127)	168.983
2016	186.771	186.238	154.859	154.794
2017	161.462	161.119	129.759	129.733
2018	227.466	227.277	125.568	125.563
2019	88.803	88.689	55.859	55.859
2020	88.844	88.871	55.871	55.871
Após 2020	80.426	80.404	50.624	50.624
Total obrigações	833.772	832.508	741.650	741.427
(-) Garantias depósitos vinculados	-	(21.376)	-	(21.161)
Total	-	811.132	-	720.266

A mutação dos empréstimos e financiamentos é a seguinte:

	Moeda nacional		Moeda estrangeira		Total
	Passivo circulante	Não circulante	Passivo circulante	Não circulante	
Saldo em 01 de janeiro de 2013	172.266	583.645	1.235	3.772	760.918
Ingressos	8.555	195.337	-	39.100	242.992
Encargos	67.047	-	257	-	67.304
Varição monetária e cambial	12.035	(2.442)	171	1.433	1.704
Efeito cumulativo marcação a mercado	117	(74)	-	(865)	(822)
Transferências	110.303	(110.303)	1.544	(1.544)	-
Amortizações e pagamentos de juros	(250.658)	-	(1.779)	-	(252.437)
(-) Mov. depósitos em garantia	7.119	13.206	-	20.325	27.425
(-) Custos de transação	636	-	-	-	636
Saldo em 31 de dezembro de 2013	127.420	679.518	1.686	40.748	849.372
Ingressos	14.444	214.857	-	55.000	284.301
Encargos	66.657	-	916	-	67.573
Varição monetária e cambial	-	-	1	13.488	13.489
Swap	-	-	(690)	(12.834)	(13.524)
Efeito cumulativo marcação a mercado	178.286	(178.286)	3.072	2.968	3.072
Transferências	(188.112)	-	(2.419)	-	(190.531)
(-) Mov. depósitos em garantia	-	(215)	-	(215)	(430)
(-) Custos de transação	(579)	(1.040)	-	-	(1.619)
Saldo em 31 de dezembro de 2014	198.116	714.834	2.566	96.298	1.011.814

22. DEBÊNTURES

Debêntures	Série emitidos	2014		2013				
		Encargos	Principal	Encargos	Principal			
4ª Emissão	Única	111,3%	13,9%	8.728	144.000	216.000	368.728	367.150
(-) Custos de transação	-	-	-	(559)	(320)	(879)	(701)	(701)
Total	-	8.728	143.441	215.680	367.849	366.449	-	-

(*) Debêntures simples, não convertíveis em ações. (a) Condições restritivas financeiras (covenants): a escritura da 4ª emissão de debêntures prevê a manutenção de índices de endividamento e cobertura de juros com parâmetros pré-estabelecidos, como segue: Dívida Líquida/EBITDA menor ou igual a 4,0, a partir do 1º trimestre de 2014 até o 1º trimestre de 2015; Dívida Líquida/EBITDA menor ou igual a 3,5, a partir do 2º trimestre de 2015 até o 1º trimestre de 2016; Dívida Líquida/EBITDA menor ou igual a 3,0, a partir do 3º trimestre de 2016 até a Data de Vencimento das Debêntures/EBITDA/Resultado Financeiro maior ou igual a 2,0s índices financeiros acima ajustados com base nas demonstrações financeiras consolidadas da Neoenergia. (b) Garantias: Para a 4ª emissão de debêntures foi dada garantia de aval do acionista controlador. Os vencimentos das parcelas são os seguintes:

	2014		2013	
	Débito transação	Total líquido	Débito transação	Total líquido
2015	-	144.000	(247)	143.753
2016	144.000	143.721	144.000	143.876
2017	72.000	71.959	72.000	71.982
Total em 31 de dezembro de 2013	216.000	(320)	215.680	360.000
Total	8.728	143.441	215.680	367.849

A mutação das debêntures é a seguinte:

	Moeda nacional		Moeda estrangeira		Total
	Passivo circulante	Não circulante	Passivo circulante	Não circulante	
Saldo em 01 de janeiro de 2013	103.750	359.299	-	-	463.049
Encargos	34.168	-	-	-	34.168
Amortizações e pagamentos de juros	(131.245)	-	-	-	(131.245)
(-) Custos de transação	165	312	-	-	477
Saldo em 31 de dezembro de 2013	6.838	359.611	-	-	366.449
Encargos	42.260	-	-	-	42.260
Transferências	144.000	(144.000)	-	-	-
Amortizações e pagamentos de juros	(40.682)	-	-	-	(40.682)
(-) Custos de transação	(247)	69	-	-	(178)
Saldo em 31 de dezembro de 2014	152.169	215.680	-	-	367.849

23. SALÁRIOS E ENCARGOS A PAGAR

	2014		2013	
Salários	5.556	5.943		
Provisões férias e 13º salário	10.132	6.961		
Encargos sobre provisões de férias e 13º salário	4.507	3.983		
Provisão PLR	(a)	8.693		8.324
Outros	868	918		
Total	29.756	26.129		

(a) A Companhia mantém o programa de participação dos empregados nos lucros e resultados, nos moldes da Lei nº 10.101/00 e artigo nº 189 da Lei das Sociedades por Ações, baseado em acordo de metas operacionais e financeiras previamente estabelecidas com os mesmos; metas estas que vem desde o plano estratégico da Companhia até de sua respectiva área. O montante estimado dessa participação para o exercício findo em 31 de dezembro de 2014 é de R\$ 8.693 (R\$ 8.324 em 2013).

24. TAXAS REGULAMENTARES

	Ref.	2014	2013
Conta de Consumo de Combustível - CCC		3.803	3.803
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE		1.171	629
Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico - FNDCT	(a)	1.041	1.198
Empresa de Pesquisa Energética - EPE	(a)	520	599
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	(a)	15.333	17.082
Programa de Eficiência Energética - PEE	(a)	18.863	18.939
Taxa de Fiscalização Serviço Público de Energia Elétrica - TFSSE		394	375
Total		41.125	42.625
Circulante		12.199	18.625
Não circulante		28.926	24.000

(a) A Companhia reconheceu passivos relacionados a valores já faturados em tarifas (1% da Receita Operacional

Líquida), líquido dos valores aplicados nos Programas de Eficiência Energética - PEE, Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico - FNDCT, e Pesquisa e Desenvolvimento - P&D, atualizados mensalmente, a partir do 2º mês subsequente ao seu reconhecimento até o momento de sua efetiva realização, com base na Taxa SELIC, conforme as Resoluções ANEEL n.ºs 300/2008, 316/2008 e 504/2012 e 556/2013.

25. IMPOSTOS E CONTRIBUIÇÕES A RECOLHER

	2014	2013
Circulante		
Imposto de renda - IR	2.970	315
Contribuição social sobre o lucro líquido - CSLL	5.028	-
Imposto sobre circulação de mercadorias - ICMS	100.552	75.267
Programa de integração social - PIS	7.284	3.500
Contribuição para o financiamento da seguridade social - COFINS	33.548	16.121
Instituto Nacional de Seguridade Social - INSS	2.251	2.243
Fundo de Garantia por Tempo de Serviço - FGTS	770	783
Imposto sobre serviços - ISS	2.962	1.739
Outros	6.506	6.315
Total	161.871	106.283

26. DIVIDENDOS E JUROS SOBRE O CAPITAL PRÓPRIO

O Conselho de Administração e/ou Assembleia de Acionistas da Companhia aprovaram a declaração de dividendos propostos e juros sobre capital próprio aos seus acionistas da seguinte forma:

Deliberação	Provento	Valor deliberado	Valor por ação		
			ON	PNA	PNB
2014					
RCA de 30 de dezembro de 2014	JSCP	76.189	1,0201156	1,0201156	1,1221272
AGO de 26 de abril de 2013	Dividendos	15.116	0,2023950	0,2023950	0,2226345

O pagamento dos juros sobre o capital próprio está sendo considerado no cômputo do dividendo mínimo obrigatório. O artigo 9º da Lei nº 9.249, de 26 de dezembro de 1995, permite a dedutibilidade, para fins de imposto de renda e da contribuição social, dos juros sobre o capital próprio pago aos acionistas, calculados com base na variação da Taxa de Juros de Longo Prazo - TJLP. De acordo com o previsto no estatuto social da Companhia, as ações preferenciais classe "A" terão direito ao recebimento de um dividendo mínimo, não cumulativo, de 10% ao ano sobre o lucro líquido, e no reembolso do capital, sem prêmio. As ações preferenciais classe "B" terão direito ao recebimento de dividendos no mínimo 10% superiores àqueles atribuídos às ações ordinárias. A base de cálculo para os dividendos mínimos obrigatórios é como segue:

|--|



31. CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS DO SERVIÇO

	MWh (*)		R\$	
	2014	2013	2014	2013
Encargos de uso dos sistemas de transmissão e distribuição				
Encargos de rede básica	-	-	(104.944)	(72.530)
Encargos de conexão	-	-	(6.809)	(6.729)
Encargo de uso do sistema de distribuição	-	-	(10.228)	(5.875)
Encargo de serviço do sistema - ESS	-	-	(47.938)	(38.530)
Encargos de energia de reserva - EER	-	-	126.173	-
Créditos de PIS e COFINS	-	-	(850)	8.810
Total	14.208.642	13.666.536	(2.302.611)	(1.764.976)

	MWh (*)		R\$	
	2014	2013	2014	2013
Energia comparada para revenda				
Energia adquirida através de leilão no ambiente regulado - ACR	6.149.805	5.667.169	(1.926.857)	(1.306.131)
Energia adquirida contrato bilateral	3.416.400	3.416.400	(623.637)	(554.286)
Contratos por cotas de garantia física	3.616.523	3.598.201	(732)	(596)
Cotas das Usinas Angra I e Angra II	452.453	454.901	(67.746)	(61.715)
Energia curto prazo - PLD	309.350	268.870	(276.052)	(100.502)
PROINFA	264.112	260.995	(72.202)	(66.580)
Ressarcimento Energia	-	-	64.537	55.735
Aporte CDE/ Conta ACR -CCEE	-	-	335.375	82.597
Créditos de PIS e COFINS	-	-	264.703	186.502
Total	14.208.642	13.666.536	(2.302.611)	(1.764.976)

(*) Informações não auditadas.

(b) Custo de operação e despesas operacionais:

Custo / Despesas	Ref.	2014			2013		
		Custos dos serviços	Despesas com vendas	Despesas gerais e administrativas	Total	Total	Total
Pessoal	(I)	(103.279)	(34.142)	(57.186)	(194.607)	(162.476)	
Administradores	-	-	-	(5.427)	(5.427)	(3.030)	
Entidade de previdência privada	-	(4.268)	(1.208)	(1.899)	(7.375)	(14.610)	
Material	-	(12.327)	(731)	(1.174)	(14.232)	(8.682)	
Combustível para produção de energia	-	(4.944)	-	-	(4.944)	(7.513)	
Serviços de terceiros	-	(192.216)	(73.875)	(63.189)	(329.280)	(284.982)	
Taxa de fiscalização serviço energia elétrica-TFSEE	-	(4.673)	-	-	(4.673)	(4.852)	
Amortização	(II)	(126.867)	(23.764)	(13.018)	(163.649)	(149.784)	
Arrendamentos e alugueis	-	(366)	(1.237)	(949)	(2.552)	(1.978)	
Tributos	-	(1.095)	(294)	(732)	(2.121)	(2.209)	
Provisões líquidas - PLCD	-	-	38.062	-	38.062	(37.390)	
Perdas conta a receber/consumidores	-	-	(145.485)	-	(145.485)	(67.680)	
Provisões líquidas - contingências	-	-	-	271	271	3.622	
Provisões atuariais	-	-	-	(1.445)	(1.445)	(1.937)	
Outros	(III)	(3.887)	(3.739)	(38.983)	(46.609)	(43.554)	
Total custos / despesas		(453.922)	(246.413)	(183.731)	(884.066)	(787.055)	

I. Pessoal:	2014			2013		
	Custos dos serviços	Despesas com vendas	Despesas gerais e administrativas	Total	Total	Total
Remunerações	-	-	(98.178)	(98.178)	(91.980)	-
Encargos sociais	-	-	(46.377)	(46.377)	(41.808)	-
Auxílio alimentação	-	-	(11.581)	(11.581)	(10.380)	-
Convênio assistencial e outros benefícios	-	-	(5.244)	(5.244)	(5.105)	-
Rescisões	-	-	(6.604)	(6.604)	(6.828)	-
Férias e 13º salário	-	-	(23.549)	(23.549)	(21.342)	-
Plano de saúde	-	-	(11.609)	(11.609)	(10.018)	-
Contencioso trabalhista	-	-	(2.198)	(2.198)	(916)	-
Participação nos resultados	-	-	(15.924)	(15.924)	(12.559)	-
Encerramento de ordem em curso	-	-	(1.280)	(1.280)	(1.324)	-
(-) Transferências para ordens	-	-	27.937	27.937	39.784	-
Total			(194.607)	(194.607)	(162.476)	

II. Amortização:	2014			2013		
	Custos dos serviços	Despesas com vendas	Despesas gerais e administrativas	Total	Total	Total
Quota de amortização no exercício	-	-	(166.834)	(166.834)	(153.251)	-
(-) Crédito PIS/COFINS	-	-	3.185	3.185	3.468	-
Total			(163.649)	(163.649)	(149.784)	

III. Outros custos e despesas operacionais:	2014			2013		
	Custos dos serviços	Despesas com vendas	Despesas gerais e administrativas	Total	Total	Total
Seguros	-	-	(918)	(918)	(1.044)	-
Doações e contribuições	-	-	(736)	(736)	(281)	-
Recuperação de despesa	-	-	8.314	8.314	7.074	-
Órgãos de classe do Setor Elétrico	-	-	(1.950)	(1.950)	(2.254)	-
Despesas de viagem	-	-	(3.700)	(3.700)	(2.938)	-
Consumo próprio e energia elétrica	-	-	(5.807)	(5.807)	(5.521)	-
Propaganda e publicidade	-	-	(5.040)	(5.040)	(3.154)	-
Indenização processos cíveis e fiscais	-	-	(20.107)	(20.107)	(19.749)	-
Alimentação	-	-	(1.441)	(1.441)	(1.052)	-
Encerramento de ordem em curso	-	-	(280)	(280)	(169)	-
Contencioso Trabalhista - Terceiros	-	-	(11.243)	(11.243)	(14.242)	-
Outros	-	-	(3.701)	(3.701)	(224)	-
Total			(46.609)	(46.609)	(43.554)	

32. RECEITAS E DESPESAS FINANCEIRAS

	2014		2013	
	Receitas Financeiras	Despesas Financeiras	Receitas Financeiras	Despesas Financeiras
Renda de aplicações financeiras	9.925	-	18.264	-
Juros, comissões e acréscimo moratório de energia	49.628	-	44.680	-
Varição monetária	28.237	-	24.853	-
Varição cambial	494	-	494	-
Operações swap	23.516	-	11.806	-
Recetta Financeira da Concessão	9.019	-	14.860	-
Atualização Depósitos Judiciais	1.936	-	1.294	-
Multa sobre Fornecedor	1.083	-	1.354	-
Remuneração financeira setorial	1.338	-	-	-
Outras receitas financeiras	1.677	-	455	-
Total	134.062	-	118.060	-

	2014		2013	
	Receitas Financeiras	Despesas Financeiras	Receitas Financeiras	Despesas Financeiras
Encargos de dívida	(106.057)	-	(97.408)	-
Varição monetária	(64.238)	-	(27.742)	-
Varição cambial	(21.193)	-	(2.210)	-
Operações swap	(14.837)	-	(968)	-
Multas regulatórias	(33.091)	-	(19.283)	-
Perda acréscimos moratórios	(1.052)	-	(1.308)	-
Obrigações Pós Emprego	(30.257)	-	(33.300)	-
IOF	(3.499)	-	(474)	-
Encargos P&D/PEE	(3.411)	-	(2.848)	-
Remuneração financeira setorial	(755)	-	-	-
Penalidade Universalização	(2.514)	-	-	-
Outras despesas financeiras	(6.672)	-	(12.309)	-
Total	(287.578)	-	(197.850)	-

33. PARTICIPAÇÕES NOS RESULTADOS

A Companhia mantém o programa de participação dos empregados nos lucros e resultados, nos moldes da Lei nº 10.101/00 e artigo nº 189 da Lei nº 6.404/76, baseado em acordo de metas operacionais e financeiras previamente estabelecidas com os mesmos. O montante desta participação para o exercício de 2014 foi de R\$ 15.924 (R\$ 12.559 em 2013).

34. SALDOS E TRANSAÇÕES COM PARTES RELACIONADAS

A Companhia mantém operações comerciais com partes relacionadas pertencentes ao mesmo grupo econômico, cujos saldos e natureza das transações estão demonstrados a seguir:

	2014		2014		2013		2013		2013					
	Ativo	Passivo	Ativo	Passivo	Ativo	Passivo	Ativo	Passivo	Ativo	Passivo				
Resul-tado	Circu-lante	Circu-circu-lante	Total	Total	Resul-tado	Circu-lante	Circu-circu-lante	Total	Resul-tado	Circu-lante	Circu-circu-lante	Total		
Controladas														
Neoenergia S.A.	(749)	-	-	68.274	910	69.184	(592)	-	-	-	345	345		
Neoenergia Investimentos S.A.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4	4		
COELBA	(4.435)	86	86	486	1.344	1.830	2.612	149	-	149	1.655	1.655		
CELPE	-	354	354	-	354	-	-	374	374	-	374	374		
COSERN	-	-	-	159	159	-	29	-	29	-	639	639		
Itapebi Geração de Energia S.A.	-	556	556	-	401	401	-	587	587	-	116	116		
Termopernambuco S.A.	(624.197)	-	-	90.793	553	91.346	(548.054)	-	-	79.634	1.697	81.331		
Neoenergia Operação e Manutenção S.A.	-	-	-	-	42	42	-	-	-	-	-	-		
Baguari I Geração de Energia Elétrica S.A.	(2.755)	-	-	349	87	436	(2.592)	-	-	333	61	394		
Goias Sul Geração de Energia S.A.	(1.697)	-	-	215	50	265	(1.597)	-	-	205	38	243		
Geração CIII S.A.	-	-	-	62	62	-	-	-	-	-	39	39		
Rio PCH I S.A.	(2.211)	-	-	280	165	445	(2.080)	-	-	267	61	328		
Bahia PCH I S.A.	-	-	-	267	267	-	-	-	-	-	65	65		
SE Naranhã S.A.	(20)	-	-	2	9	11	(15)	-	-	1	-	1		
Geração Céu Azul S.A.	-	-	-	584	584	-	-	-	-	-	3	3		
NC Energia S.A.	-	-	-	190	190	-	-	-	-	-	97	97		
Neoenergia Serviços Ltda	(5.795)	-	-	482	69	551	(5.301)	-	-	444	19	463		
Afluente Geração e Transmissão de Energia Elétrica S.A.	-	-	-	72	72	-	-	-	-	-	6	6		
Afluente Transmissão de Energia Elétrica S.A.	(206)	-	-	28	280	308	(141)	-	-	17	91	108		
Energeworks do Brasil Ltda	-	-	-	131	131	-	-	-	-	-	106	106		
Capuava Energy Ltda	-	-	-	117	117	-	-	-	-	-	43	43		
Potiguar Sul Transmissão de Energia S.A.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3	3		
Celpos	(23.641)	-	-	17.292	116.753	134.045	(31.997)	-	-	16.331	123.549	139.880		
Total	(665.706)	86	910	996	178.201	122.599	300.800	(589.757)	178	961	1.139	97.232	129.011	226.243

	2014		2013	
	Ativo	Passivo	Ativo	Passivo
Controlado conjunto				
Energética Águas da Pedra	(14.950)	-	-	1.896
Belo Monte Participações S.A.	-	-	-	11
Companhia Hidroelétrica Teles Pires	-	-	-	101
Teles Pires Participações	-	-	-	14
FE Participações S.A.	-	-	-	302
Força Eólica do Brasil S.A.	-	-	-	152
Calango 1 Energia Renovável S.A.	(189)	-	-	17
Calango 2 Energia Renovável S.A.	(161)	-	-	14
Calango 3 Energia Renovável S.A.	(189)	-	-	17
Calango 4 Energia Renovável S.A.	(175)	-	-	15
Calango 5 Energia Renovável S.A.	(186)	-	-	16
Mel 2 Energia Renovável S.A.	(127)	-	-	11
Arizona 1 Energia Renovável S.A.	(170)	-	-	15
Caetité 1 Energia Renovável S.A.	-	-	-	89
Caetité 2 Energia Renovável S.A.	(156)	-	-	14
Caetité 3 Energia Renovável S.A.	(158)	-	-	14
Consórcio Baixo Iguaçu	-	-	-	126
Total	(16.461)	-	-	2.029

	2014		2013	
	Ativo	Passivo	Ativo	Passivo
Coligadas				
Amara Brasil	(1.968)	-	-	(703)
Controladores				
BB - Banco de Investimentos S.A.	(24.976)	-	-	223.021
Outros minoritários	(24.976)	-	-	49
Total	(709.111)	86	910	996

|--|



Fatores de risco:

- Riscos financeiros** - Risco de variação cambial. Esse risco decorre da possibilidade da perda por conta de elevação nas taxas de câmbio, que aumentem os saldos de passivo de empréstimos e financiamentos em moeda estrangeira e das debêntures em moeda nacional indexada a variação cambial captadas no mercado. A Companhia, visando assegurar que oscilações significativas nas cotações das moedas a que está sujeito seu passivo em moeda estrangeira não afetem seu resultado e fluxo de caixa, possui em 31 de dezembro de 2014, operações de *"hedge"* cambial, representando 100% do endividamento com exposição cambial. No exercício findo em 31 de dezembro de 2014 a Companhia apurou um resultado positivo nas operações de *"hedge"* cambial no montante de R\$ 6.003 (R\$ 163), resultado negativo em 2013). A tabela abaixo demonstra a análise de sensibilidade do risco da variação da taxa de câmbio do dólar e do euro no resultado da Companhia, mantendo-se todas as outras variáveis constantes. Para a análise de sensibilidade dos instrumentos financeiros derivativos, a Administração da Sociedade entende que há necessidade de considerar os passivos com exposição à flutuação das taxas de câmbio e seus respectivos instrumentos derivativos registrados no balanço patrimonial. Como 100% das dívidas em moeda estrangeira estão protegidas por swaps, o risco de variação cambial é irrelevante, conforme demonstrado no quadro a seguir:

Operação	R\$ Mil				Cenário Provável	Cenário (II)	Cenário (III)
	Moeda	Risco	Cotação	Saldo			
Dívida em Dólar	Dólar(\$)	Alta do Dólar	2,6562	(109.401)	(1.330)	(1.663)	1.995
Swap Ponta Ativa em Dólar				109.414	1.565	1.956	2.347
Exposição Líquida					235	294	352
Dívida em Euro	Euro(€)	Alta do Euro	3,2270	(3.180)	(122)	(152)	(183)
Swap Ponta Ativa em Euro				3.180	122	152	183
Exposição Líquida					-	-	-

Para o cálculo dos valores no cenário provável acima, foram projetados os encargos e rendimentos para o período seguinte, considerando os saldos e as taxas de câmbio vigentes ao final do período. No cenário II esta projeção foi majorada em 25% e no cenário III em 50% em relação ao cenário provável. Os derivativos para proteção contra a variação cambial são mensurados pelo valor justo e seus ajustes são reconhecidos no resultado financeiro da Companhia. - Risco de taxas de juros e índice de preços: Este risco é oriundo da possibilidade da Companhia vir a incorrer em perdas por conta de flutuações nas taxas de juros ou outros indexadores de dívida, tais como índices de preço, que aumentem as despesas financeiras relativas a empréstimos e financiamentos captados no mercado. A Companhia monitora continuamente as taxas de juros de mercado com o objetivo de avaliar a eventual necessidade de contratação de proteção contra o risco de volatilidade dessas taxas. A Companhia possui, em 31 de dezembro de 2014, aplicações financeiras atreladas ao CDI, bem como contratos de empréstimos e financiamentos atrelados ao CDI e à TJLP. Além desses contratos, como mencionado no Item "Risco de variação cambial", a empresa possui swaps para cobertura das dívidas em moeda estrangeira e em moeda nacional indexada a variação cambial, trocando a exposição à variação da moeda estrangeira pela exposição à variação do CDI. Desta forma, o risco da Companhia referente a essas operações passa a ser a exposição à variação do CDI. A Companhia possui contratos corrigidos por taxa pré-fixados no montante de R\$ 216.651 registrados pelo valor contábil. Alterações nas taxas de juros não influenciam o resultado decorrente desses contratos, por ser motivo não foram considerados na análise de sensibilidade. A análise de sensibilidade demonstra os impactos no resultado da Companhia de uma possível mudança nas taxas de juros, mantendo-se todas as outras variáveis constantes. A tabela abaixo demonstra a perda (ganho) que poderá ser reconhecida no resultado da Companhia no trimestre seguinte, caso ocorra um dos cenários apresentados abaixo.

Operação	R\$ Mil				Cenário Provável	Cenário (II)	Cenário (III)
	Indexador	Risco	Taxa no período	Saldo			
ATIVOS FINANCEIROS							
Aplicações financeiras em CDI	CDI	Queda do CDI	10,8%	59.420	6.305	4.729	3.153
Aplicações financeiras em SELIC	SELIC	Queda da Selic	10,8%	564	61	46	30
PASSIVOS FINANCEIROS							
Empréstimos, Financiamentos e Debêntures							
Dívidas em CDI	CDI	Alta do CDI	10,8%	650.840	74.071	92.588	111.106
Swap Ponta Passiva em CDI	CDI	Alta do CDI	10,8%	97.468	11.130	13.912	16.695
Dívida em TJLP	TJLP	Alta da TJLP	5,0%	413.681	30.027	35.198	40.369

Para o cálculo dos valores no cenário provável acima, foram projetados os encargos e rendimentos para o período seguinte, considerando os saldos e as taxas vigentes ao final do período. No cenário II esta projeção foi majorada em 25% e no cenário III em 50% em relação ao cenário provável. Para os rendimentos das aplicações financeiras, os cenários II e III consideram uma redução de 25% e 50%, respectivamente, em relação ao cenário provável. - Risco de liquidez: O risco de liquidez é caracterizado pela possibilidade da Companhia não honrar com seus compromissos no vencimento. Este risco é controlado, através de um planejamento criterioso dos recursos necessários às atividades operacionais e à execução do plano de investimentos, bem como das fontes para obtenção desses recursos. O permanente monitoramento do fluxo de caixa da empresa, através de projeções de curto e longo prazo, permite a identificação de eventuais necessidades de captação de recursos, com a antecedência necessária para a estruturação e escolha das melhores fontes. A Política Financeira adotada pela Companhia busca constantemente a mitigação do risco de liquidez, tendo como principais pontos o alongamento de prazos dos empréstimos e financiamentos, desconcentração de vencimentos, diversificação de instrumentos financeiros e o *"hedge"* da dívida em moeda estrangeira. Havendo sobras de caixa são realizadas aplicações financeiras para os recursos excedentes com base na Política de Crédito do Grupo Neoenergia, com o objetivo de preservar a liquidez e mitigar o risco de crédito (atribuído ao rating das instituições financeiras). As aplicações da Companhia são concentradas em fundos exclusivos para as empresas do Grupo, e têm como diretriz alocar ao máximo os recursos em ativos com liquidez diária. Em 31 de dezembro de 2014 a Companhia mantinha um total de aplicações no curto prazo de R\$ 37.691, sendo R\$ 36.986 em fundos exclusivos e R\$ 706 em outros ativos. A tabela abaixo demonstra o valor total dos fluxos de obrigações da Companhia, com empréstimos, financiamentos, debêntures, fornecedores e outros, por data de vencimento, correspondente ao período remanescente contratual. Adicionalmente estão incluídas as previsões de fluxo de vencimentos das obrigações vinculadas às garantias oferecidas pela controladora a suas participadas de controle conjunto e coligadas.

Operação	2014					Acima de 5 anos
	Valor Contábil	Fluxo de caixa contratual	total	2015	2016	
Passivos financeiros não derivativos:						
Empréstimos e financiamentos	1.023.576	1.320.446	264.441	246.869	209.179	305.733
Debêntures	367.849	433.876	187.574	169.466	76.836	-
Fornecedores	478.703	478.703	447.495	31.208	-	-
Passivos financeiros derivativos						
Citibank	(11.306)	(26.360)	10.259	8.893	6.937	(52.449)
Citibank – KfW	(456)	(855)	(372)	(280)	(66)	21

Riscos operacionais: - Risco de crédito: O risco surge da possibilidade da Companhia vir a incorrer em perdas resultantes da dificuldade de converter em caixa seus ativos financeiros. Para os ativos financeiros oriundos das principais atividades realizadas pela Companhia de distribuição, existem limitações impostas pelo ambiente regulado, onde cabe a esse agente determinar alguns processos operacionais e administrativos, dentre eles, políticas de cobrança e emissão das notas de crédito de seus participantes, os consumidores livres e ativos, concessionárias e permissionárias. Para os demais ativos financeiros classificadas como caixa e equivalentes e títulos e valores mobiliários, a Companhia segue as disposições da Política de Crédito da Companhia que tem como objetivo a mitigação do risco de crédito através da diversificação junto às instituições financeiras, centralizando as aplicações em instituições de primeira linha. As aplicações da Companhia são concentradas em fundos restritos para a Companhia, e têm como diretriz alocar ao máximo os recursos em ativos com liquidez diária. **Garantias e outros instrumentos de melhoria de créditos obtidos:** De uma forma geral, por questões econômicas ou regulatórias, não são tomadas garantias físicas ou financeiras dos créditos obtidos nas atividades fins da Companhia, o Contas a receber de clientes e outros. Sua principal exposição de risco de crédito é oriundo da possibilidade das empresas virem a incorrer em perdas resultantes da dificuldade de recebimento de valores faturados a seus consumidores, concessionárias e permissionárias. Para reduzir esse tipo de risco e para auxiliar no gerenciamento do risco de inadimplência, o Grupo monitora as contas a receber de consumidores realizando diversas ações de cobrança, incluindo a interrupção do fornecimento, caso o consumidor deixe de realizar seus pagamentos. No caso de consumidores o risco de crédito é baixo devido à grande pulverização da carteira. Todas essas ações estão em conformidade com a regulamentação da atividade.

Operação	2014					2013
	2014	2015	2016	2017	2018	
Mensurados pelo valor justo por meio do resultado						
Caixa e equivalentes de caixa	57.465					149.269
Títulos e valores mobiliários	950					7.029
Empréstimos e recebíveis						
Contas a receber de clientes e outros	1.434.367					1.393.581
Recurso CDE	-					10.758
Ativos financeiros setoriais	249.224					-
Mantidos até o vencimento						
Títulos e valores mobiliários	672					1.385
Disponível para venda						
Concessão do Serviço Público - Indexação	504.530					356.549

Risco de vencimento antecipado: A Companhia possui contratos de empréstimos, financiamentos e debêntures com cláusulas restritas que, em geral, requerem a manutenção de índices econômico-financeiros em determinados níveis (*"covenants"* financeiros). O descumprimento dessas restrições pode implicar em vencimento antecipado da dívida (vide notas 21 e 22). - Risco quanto à escassez de energia. O Sistema Elétrico Brasileiro é abastecido predominantemente pela geração hidrelétrica apesar de ser um sistema hidrotérmico. Nos últimos anos houve um incremento significativo na sua base de geração com outras fontes de energia renováveis. Contudo, um período prolongado de escassez de chuva, durante a estação úmida, reduz o volume de água nos reservatórios das usinas hidráulicas, trazendo como consequência o aumento no custo na aquisição de energia no mercado de curto prazo, mesmo considerando a recente redução do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), além da elevação dos valores de encargos do sistema em decorrência do despacho das usinas termoeletricas. Numa situação extrema poderá ser adotado um programa de racionamento, que implicaria em redução de receita, em função da necessidade de ajustes nos montantes dos contratos de compra e venda de energia. O acompanhamento do nível dos reservatórios das usinas hidrelétricas do país tem indicado uma considerável redução do volume de armazenamento, em relação aos anos anteriores. Essa redução associada ao aumento do consumo de energia observado, aumenta a probabilidade de racionamento de energia. Visando mitigar o risco de racionamento, o governo tem acionado uma quantidade maior de usinas termelétricas para atender a demanda de energia elétrica no país.

MANIFESTAÇÃO DO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

O Conselho de Administração da Companhia Energética de Pernambuco – CELPE, sociedade por ações, de capital aberto, com sede na Av. João de Barros, 111 – Boa Vista, Recife – PE, inscrita no CNPJ/MF sob o nº 10.835.932/0001-08, para fins do disposto nos incisos V e VI do artigo 25 da Instrução CVM nº 480, de 07.12.2009, declaram que: (I) aprovaram, discutiram e concordam com as opiniões expressas no relatório da PricewaterhouseCoopers Auditores Independentes relativamente às demonstrações financeiras da CELPE relativas ao exercício social findo em 31.12.2014; e (II) reviram, discutiram e concordam com as demonstrações financeiras da CELPE relativas ao exercício social findo em 31.12.2013.

Recife, 12 de fevereiro de 2015.	
Marcos	Presidente
Juan Antonio Mendivil	Mario José Ruiz-Tagle Larrain
	Solange Ribeiro
	Wilsa Figueiredo
	Ari Sarmento do Valle Barbosa
	Bernardo de Azevedo Silva Rothe
	Giorgio Bampi

CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

Presidente: Marco Giovanne Tobias da Silva.

Vice-Presidente: Mario José Ruiz-Tagle Larrain.

Titulares: Wilsa Figueiredo; Solange Maria Pinto Ribeiro;

Suplentes: Rubens André Chagas Brito; José Inácio Ramos;

Suplentes: Marcia Castro Moreira; José Maurício Pereira Coelho;

Fernando Arronte Villegas; Lara Cristina Piau Marques; João Paulo Neves Baptista.

CONSELHO FISCAL

Presidente: Fabrício Duque Estrada Meyer Chagas.

Titulares: Bernardo de Azevedo Silva Rothe;

Ari Sarmento do Valle Barbosa; Giorgio Bampi.

Suplentes: Rubens André Chagas Brito; José Inácio Ramos;

Suplentes: Marcia Castro Moreira; José Maurício Pereira Coelho;

Fernando Arronte Villegas; Lara Cristina Piau Marques; João Paulo Neves Baptista.

36. COMPROMISSOS

Os compromissos da Companhia relacionados a contratos do não circulante para compra de energia são como segue:

Vigência	2015	2016	2017	2018	2019	Após 2019
CELPE 2015 a 2030	2.325.586	2.258.891	2.467.831	2.707.229	3.022.443	69.441.179

Os valores relativos aos contratos de compra de energia, cuja vigência varia de 8 a 30 anos, representam o volume total contratado pelo preço corrente no final do exercício de 2014, e foram homologados pela ANEEL.

37. ENTIDADE DE PREVIDÊNCIA PRIVADA

O Plano nº 1 - CELPOS CD, com características de contribuição definida, contemplando a renda de aposentadoria programada e os benefícios de pecúlio por morte e por invalidez, foi implantado em 2006 (que migraram do plano BD). O CELPOS CD, por suas características de poupança individual (CD), não apresenta déficit ou superávit, já que o resultado dos investimentos é integralmente repassado para os participantes. O Plano nº 2 - CELPOS BD, com características de benefício definido é um plano maduro e está fechado a novos participantes desde 2006. Eventuais insuficiências serão de responsabilidade da patrocinadora e dos participantes. As contribuições correntes (da patrocinadora e dos participantes, na paridade de 1 para 1) destinam-se à cobertura dos benefícios a serem pagos aos participantes, acumulados desde a sua admissão no plano. Durante o exercício, findo em 31 de dezembro de 2014, a Companhia efetuou contribuições a CELPOS no montante de R\$ 20.871 (R\$ 16.155 em 2013). As contribuições provisionadas durante o exercício foram as seguintes:

	2014	2013
Custo do Imobilizado em Curso	137	135
Despesas Operacionais	7.238	14.250
Total	7.375	14.385

Com o propósito de anular o passivo atuarial correspondente à parcela apropriada ao resultado, equivalente a 4/5, a Companhia firmou com a Celpos, no exercício de 2001, um instrumento contratual previsto para ser amortizado até o ano de 2022, de valores referentes às reservas a amortizar e a outros passivos atuariais a amortizar existentes. Os valores estão apresentados da seguinte forma:

	Circulante		Não Circulante	
	2014	2013	2014	2013
Contributo de reconhecimento de dívida				
Benefícios a conceder	14.674	13.809	116.710	123.478
	14.674	13.809	116.710	123.478

Contribuição da patrocinadora

	2014	2013
Obrigação atuarial	-	-
Participação ativos	2.606	2.514
Descargos PDV	12	8
	2.618	2.522
	17.292	16.331

Total

	2014	2013
Deliberação CVM nº 695 - CPC 33 - Benefícios a empregados: A Deliberação CVM nº 600/09, alterada pela Deliberação CVM 695/09 de 07 de outubro de 2009, em linha com os procedimentos contábeis estabelecidos no CPC 33 - Benefícios a Empregados, determina o registro de um passivo quando o montante das obrigações ultrapassa o valor dos ativos do plano de benefícios, e de um ativo quando o montante dos ativos supera o valor das obrigações do plano. Nesta última hipótese, o ativo somente deverá ser registrado quando existirem evidências de que este poderá reduzir efetivamente as contribuições da patrocinadora ou que será reembolsável no futuro. O parecer atuarial da CELPOS, emitido por atuário independente, considerando a situação econômico-financeira da fundação em 31 de dezembro de 2014 e 2013, está resumido a seguir, bem como as demais informações requeridas pela Deliberação CVM nº 695, de 7 de outubro de 2009. As principais premissas econômicas adotadas para os cálculos atuariais referentes aos exercícios de 2014 e 2013 foram:		

	2014	
	Nº 1 - CD	Nº 2 - BD
Taxa de desconto nominal para a obrigação atuarial	11,62%	11,62%
Taxa de rendimento nominal esperada sobre os ativos do plano	11,72%	11,72%
Índice estimado de aumento nominal dos salários	7,08%	7,08%
Índice estimado de aumento nominal dos benefícios	5,5%	5,50%
Taxa estimada de inflação no longo prazo	5,50%	5,50%
Taxa de rotatividade esperada	0,15%/(Tempo de Serviço + 1)	Nula
Fator de capacidade	0,98	0,98
Tábua biométrica de mortalidade geral	AT2000 segregada por sexo	AT2000 segregada por sexo
Tábua biométrica de mortalidade de inválidos	Não aplicável	UP-83 masculina
Tábua biométrica de entrada em invalidez	Light Fraca	Light Fraca

50% na primeira elegibilidade à aposentadoria antecipada, 10% entre essa data e a data da Aposentadoria Normal e 100% na data de elegibilidade à aposentadoria normal.

	2013	
	Nº 1 - CD	Nº 2 - BD
Taxa de desconto nominal para a obrigação atuarial	11,72%	11,72%
Taxa de rendimento nominal esperada sobre os ativos do plano	11,72%	11,71%
Índice estimado de aumento nominal dos salários	6,58%	6,58%
Índice estimado de aumento nominal dos benefícios	Não aplicável	5,50%
Taxa estimada de inflação no longo prazo	5,00%	5,00%
Taxa de rotatividade esperada	0,15%/(Tempo de Serviço + 1)	Nula
Fator de capacidade	0,98	0,98
Tábua biométrica de mortalidade geral	AT2000 segregada por sexo	AT2000 segregada por sexo
Tábua biométrica de mortalidade de inválidos	Não aplicável	UP-84 masculina
Tábua biométrica de entrada em invalidez	50% da Light Fraca	50% da Light Fraca

50% na primeira elegibilidade à aposentadoria antecipada, 10% entre essa data e a data da Aposentadoria Normal e 100% na data de elegibilidade à aposentadoria normal.

	2014	
	Nº 1 - CD	Nº 2 - BD
Taxa de desconto nominal para a obrigação atuarial	11,72%	11,72%
Taxa de rendimento nominal esperada sobre os ativos do plano	11,72%	11,71%
Índice estimado de aumento nominal dos salários	6,58%	6,58%
Índice estimado de aumento nominal dos benefícios	Não aplicável	5,50%
Taxa estimada de inflação no longo prazo	5,00%	5,00%
Taxa de rotatividade esperada	0,15%/(Tempo de Serviço + 1)	Nula
Fator de capacidade	0,98	0,98
Tábua biométrica de mortalidade geral	AT2000 segregada por sexo	AT2000 segregada por sexo
Tábua biométrica de mortalidade de inválidos	Não aplicável	UP-84 masculina
Tábua biométrica de entrada em invalidez	50% da Light Fraca	50% da Light Fraca

50% na primeira elegibilidade à aposentadoria antecipada, 10% entre essa data e a data da Aposentadoria Normal e 100% na data de elegibilidade à aposentadoria normal.

	2013	
	Nº 1 - CD	Nº 2 - BD
Taxa de desconto nominal para a obrigação atuarial	11,72%	11,72%
Taxa de rendimento nominal esperada sobre os ativos do plano	11,72%	11,71%
Índice estimado de aumento nominal dos salários	6,58%	6,58%
Índice estimado de aumento nominal dos benefícios	Não aplicável	5,50%
Taxa estimada de inflação no longo prazo	5,00%	5,00%
Taxa de rotatividade esperada	0,15%/(Tempo de Serviço + 1)	Nula
Fator de capacidade	0,98	0,98
Tábua biométrica de mortalidade geral	AT2000 segregada por sexo	AT2000 segregada por sexo
Tábua biométrica de mortalidade de inválidos	Não aplicável	UP-84 masculina
Tábua biométrica de entrada em invalidez	50% da Light Fraca	50% da Light Fraca

50% na primeira elegibilidade à aposentadoria antecipada, 10% entre essa data e a data da Aposentadoria Normal e 100% na data de elegibilidade à aposentadoria normal.

	2014	
	Nº 1 - CD	Nº 2 - BD
Taxa de desconto nominal para a obrigação atuarial	11,72%	11,72%
Taxa de rendimento nominal esperada sobre os ativos do plano	11,72%	11,71%
Índice estimado de aumento nominal dos salários	6,58%	6,58%
Índice estimado de aumento nominal dos benefícios	Não aplicável	5,50%
Taxa estimada de inflação no longo prazo	5,00%	5,00%
Taxa de rotatividade esperada	0,15%/(Tempo de Serviço + 1)	Nula
Fator de capacidade	0,98	0,98
Tábua biométrica de mortalidade geral	AT2000 segregada por sexo	AT2000 segregada por sexo
Tábua biométrica de mortalidade de inválidos	Não aplicável	UP-84 masculina
Tábua biométrica de entrada em invalidez	50% da Light Fraca	50% da Light Fraca

50% na primeira elegibilidade à aposentadoria antecipada, 10% entre essa data e a data da Aposentadoria Normal e 100% na data de elegibilidade à aposentadoria normal.

	2014	
	Nº 1 - CD	Nº 2 - BD
Taxa de desconto nominal para a obrigação atuarial	11,72%	11,72%
Taxa de rendimento nominal esperada sobre os ativos do plano	11,72%	11,71%
Índice estimado de aumento nominal dos salários	6,58%	6,58%
Índice estimado de aumento nominal dos benefícios	Não aplicável	5,50%
Taxa estimada de inflação no longo prazo	5,00%	5,00%
Taxa de rotatividade esperada	0,15%/(Tempo de Serviço + 1)	Nula
Fator de capacidade	0,98	0,98
Tábua		