

RELATÓRIO DE ADMINISTRAÇÃO 2013

MENSAGEM DO PRESIDENTE DO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

Prezados Acionistas,

Em 2013, o Conselho de Administração, em conjunto com a Diretoria, revisou a missão, a visão de futuro e os valores do Grupo Neoenergia. Com essa iniciativa e face aos novos desafios apresentados para o setor energético no Brasil, o Grupo renovou seu compromisso com o desenvolvimento sustentável do país e reformulou o enunciado de sua Missão: "Ser a energia que movimenta e ilumina a vida para o bem-estar e o desenvolvimento da sociedade". Essa é a razão de ser do Grupo Neoenergia. E esse compromisso se confirmou por meio dos investimentos feitos pelo Grupo na geração, distribuição e transmissão de energia. A CELPE é parte importante desse desenvolvimento e investiu, em 2013, R\$ 380,6 milhões para expandir e modernizar sua rede elétrica. Merece destaque a conclusão das subestações Venturosas (69 kV), que ampliou a oferta de energia elétrica para a Região do Agreste e Arena da Copa (69 kV), ampliando a oferta de energia elétrica para a Região Metropolitana. Com esse valor, também foi possível realizar 123,1 mil novas ligações urbanas e 5,2 mil novas ligações rurais. A CELPE não mediu esforços para continuar fornecendo energia com eficiência e qualidade para as atuais 3.336 mil unidades consumidoras.

Do ponto de vista operacional um importante destaque foi a redução do Índice de Perdas em 1,81 pontos percentuais, chegando a 17,51. Essa redução é resultado de investimentos na execução das ações previstas no Plano de Redução de Perdas. A Energia distribuída cresceu 9,3% em relação ao ano passado, alcançando, no fim do período, 12.850 GWh, enquanto que, segundo dados da Empresa de Pesquisa Energética, o crescimento do consumo de energia no Brasil em relação a 2012 foi de 3,5%. Destacamos também a contribuição da CELPE para a realização dos jogos da Copa do Mundo de 2014. Em 2013, investiu R\$ 23,4 milhões em obras relacionadas a Copa, com o objetivo de ampliação e manutenção preventiva da sua rede elétrica. Em parceria com as duas outras distribuidoras do GRUPO NEOENERGIA, COELBA e COESER, implantou, dentro da Itaipava Arena Pernambuco, estádio-sede da Copa 2014, a Usina Solar São Lourenço da Mata. Investimento de R\$ 10 milhões, tem potência instalada de 1 megawatt pico, equivalente ao consumo de 6 mil habitantes.

Outro projeto de destaque foi a implantação dos primeiros painéis de geração de energia solar fotovoltaica conectados à rede elétrica do arquipélago de Fernando de Noronha em parceria com o Comando da Aeronáutica, com previsão de conclusão em março de 2014. A CELPE também assinou convênio com o Governo de Pernambuco para instalação da segunda usina fotovoltaica no arquipélago. As duas usinas juntas contribuirão para redução de quase 10% do consumo de óleo diesel e fazem parte do planejamento da CELPE visando tornar o arquipélago de Fernando de Noronha mais sustentável.

Ainda na linha da inovação com sustentabilidade, o Programa de Eficiência Energética Nova Galadeira substituiu, até o final de 2013, 71,3 mil refrigeradores velhos por novos com selo Procel de eficiência, proporcionando uma redução de até 65% na conta de energia do cliente cadastrado com a tarifa social baixa renda. Considerando todo Grupo Neoenergia, foram substituídos 246 mil geladeiras e doadas 2,3 milhões de lâmpadas. Com isso, desde o início do programa, o Grupo promoveu uma economia no consumo de energia de cerca de 301,9 GWh/ano, o equivalente a uma usina de 62,7 MW, que daria para abastecer 214 mil residências com consumo médio de 100 kWh/mês.

Transformação socioeconômica nas regiões onde atua, respeito pelo cliente, foco nas pessoas, atuação sem fronteiras, integridade, sustentabilidade, criação de valor. Esses valores aliados à transparência e solidez da CELPE levaram a agência Standard and Poor's reafirmar, pelo terceiro ano consecutivo, a nota máxima na escala nacional (brAAA) e grau de investimento na escala global (BBB-) em 2013. A geração operacional de caixa, medida pelo EBITDA, alcançou R\$ 366 milhões e o lucro líquido foi de R\$ 106,7 milhões em 2013. Vale ressaltar que em 2013, além dos desafios enfrentados pelo Setor Elétrico de forma geral, a Companhia passou pelo 3º ciclo de revisão tarifária, onde a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL fixou o índice médio das tarifas em 1,32%, com vigência a partir de 29 de abril de 2013. O percentual aplicado na conta dos consumidores em baixa tensão, que representam 99,8% dos clientes, foi de 1,97%, em média. Ciente da sua contribuição para o desenvolvimento sustentável do País e parte integrante de um dos 40 maiores grupos econômicos do Brasil, a CELPE está preparada para prosseguir com o seu plano de investimentos e com o propósito firme de ser admirada pelos seus clientes, governo e colaboradores e reconhecida, nacionalmente, como referência em inovação, padrões de operação, qualidade de atendimento, rentabilidade e crescimento.

Marco Giovanne Tobias da Silva
Presidente do Conselho de Administração

1. CONJUNTURA ECONÔMICA

O crescimento da economia brasileira em 2013 apresentou uma evolução em relação ao ano de 2012. O Produto Interno Bruto registrou um crescimento de 2,57% em relação ao ano de 2012, contra o crescimento de 0,9% registrado no ano anterior. Apesar deste avanço, o crescimento do PIB brasileiro foi o menor entre os países da América Latina de acordo com projeções do FMI. O crescimento da inflação é outro tema preocupante no cenário macroeconômico brasileiro. Para conter este avanço a taxa SELIC foi elevada constantemente pelo COPOM. No final de 2012 a SELIC registrava 7,25% a.a. e ao final de 2013 alcançou 10% a.a.

Nos Estados do Nordeste, a região que concentra maior parte dos ativos do Grupo Neoenergia, o ritmo de atividade foi freado devido aos efeitos da seca sobre a renda agrícola e o moderado avanço do setor industrial. Apesar destes fatos, a Região Nordeste ainda deve seguir com um crescimento no PIB acima das outras regiões do Brasil, mantendo a trajetória que ocorreu em 2012. As perspectivas para evolução da atividade econômica no Nordeste revelam-se positivas para os próximos trimestres mantendo-se o cenário de dinamismo do mercado de trabalho e continuidade dos programas sociais do Governo Federal.

Segundo dados divulgados pela Agência Estadual de Planejamento e Pesquisa de Pernambuco (Condepe/Fidem), os setores que mais se destacaram na economia pernambucana em 2013 foram o comércio varejista e atacadista e a construção civil. O bom desempenho destes ramos contrabalançou o comportamento desfavorável da agropecuária e da indústria de transformação. Espera-se um crescimento do Estado de Pernambuco em 2013 superior ao crescimento do Brasil.

Os índices que influenciam no reajuste das tarifas e custos do setor elétrico são importantes e constantemente monitorados pelo Grupo Neoenergia. O IPCA sofreu um aumento em 2013 onde o acumulado atingiu 5,91% em comparação com o registrado em 2012 que registrou 5,84%. Por outro lado o IGP-M sofreu uma redução de 2,31 p.p. passando de 7,92% a.a em 2012 para 5,51% a.a. em 2013. Os principais fatores para a diminuição no ritmo da alta vieram da queda dos preços no atacado e na construção. A taxa de câmbio fechou o ano de 2013 em R\$/US 2,3426 acumulando uma desvalorização do real frente ao dólar de 14,64% comparado ao ano anterior.

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 Guarani (atualmente denominada Neoenergia) pelo valor de R\$ 1,7 bilhões.

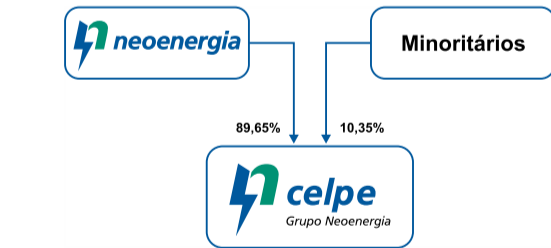
O racionamento de energia marcou o ano de 2001 em todo o Brasil. A CELPE enfrentou o maior desafio da sua história, apenas 15 meses após a privatização. A Empresa se reestruturou rapidamente, remanejando empregados, contratando mais funcionários terceirizados, alterando sistemas de informação, além de 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, melhorar sua gestão e aproveitar 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 49 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: CEPES3 (ON), CEPES (PNA) e CEPES6 (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.

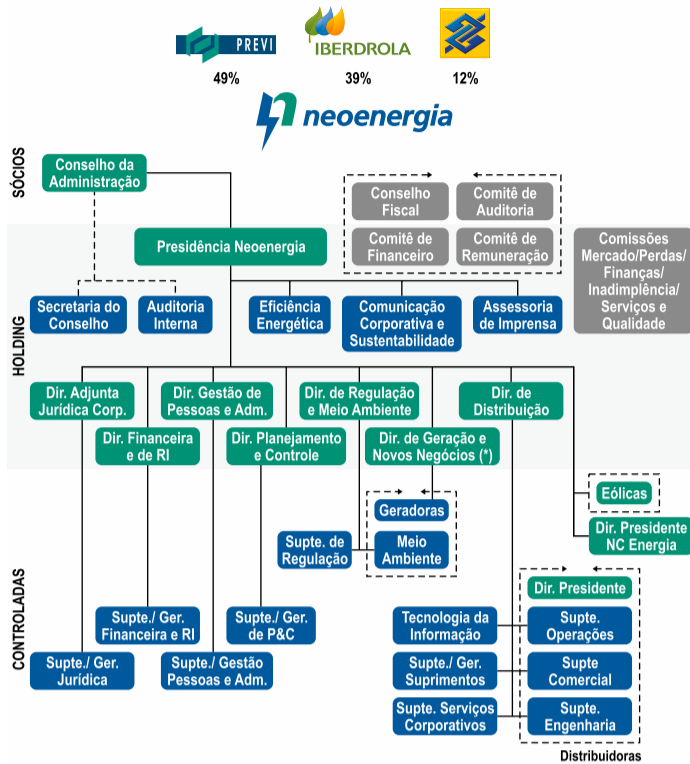
Conselho Fiscal
Com função independente, o Conselho Fiscal é composto por quatro membros titulares e igual número de suplentes, eleitos pela Assembleia Geral Ordinária para mandatos de um ano, sendo três eleitos pelo acionista controlador e um eleito pelos acionistas preferencialistas. O Conselho Fiscal 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 cinco 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 Conselho de Administração nas deliberações relativas às atividades tanto da holding como de suas Controladas ou Coligadas, é assistido por três Comitês instalados apenas na holding: Auditoria, Financeiro e Remuneração e Sucessão. Cada um, dentro de seu escopo, é responsável pelas grandes decisões administrativas do dia-a-dia da empresa e pelo planejamento e acompanhamento de ações estratégicas. Cada Comitê é formado por 03 membros titulares e seus respectivos suplentes, indicados pelo Conselho de Administração da holding.

Os Comitês de Auditoria e Financeiro realizam reuniões ordinariamente uma vez ao mês e o Comitê de Remuneração e Sucessão, trimestralmente e de forma extraordinária, sempre que necessário.

Organograma de Governança Corporativa



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 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 Artigo 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 2013, foram pagos aos acionistas o montante de R\$ 15,1 milhões a título de dividendos relativos ao exercício de 2012. Não houve distribuição de lucros no período, na forma de dividendos ou juros sobre capital próprio, referentes ao ano de 2013, devido à absorção parcial dos prejuízos acumulados em 2012.

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 fortalecido. Os trabalhos são feitos de forma adequada e integrada, e interagindo com os auditores internos visando à aplicação das boas práticas. A área vem atuando na promoção de ações corretivas e/ou preventivas de modo a aprimorar os processos e os controles da Empresa, através de trabalhos específicos em áreas/processos prioritários e/ou áreas de mapeamento de processos, com a elaboração de fluxogramas, matriz de riscos/controles e procedimentos de walkthrough, no qual é avaliado o desenho dos controles identificados no mapeamento. Desta forma, cada área está empenhada no aprofundamento, revisão e melhoria contínua dos processos de negócios, e na implementação de ações de revisão dos controles internos para mitigação dos riscos.

A CELPE utiliza a ferramenta SAP-GRS na gestão de acessos ao sistema SAP R/3. Ela é composta dos módulos Compliance Calibrator que realiza a avaliação buscando evitar conflitos de acesso entre as transações; Access Enforcer que efetua a associação de perfil ao usuário através de fluxo de aprovação de executivos; e Firefighter que monitora os acessos considerados de alta criticidade.

4. AMBIENTE REGULATÓRIO

4.1. Revisão Tarifária Extraordinária

Regulamentada pelo Decreto nº 7.805/2012, a Medida Provisória nº 579/2012 (posteriormente convertida na Lei nº 12.783/2013) dispôs sobre a renovação das concessões de transmissão, de geração e de distribuição de energia elétrica, redução de encargos setoriais e a modalidade tarifária decorrente de tais ações. O Decreto estabeleceu a data limite de 5 de fevereiro de 2013 para a realização da Revisão Tarifária Extraordinária para calcular as novas tarifas das distribuidoras de energia elétrica decorrentes dos efeitos da Medida Provisória. Essa revisão tarifária extraordinária entrou em vigor em 24 de janeiro de 2013 e resultou na redução média de 18,64% nas tarifas dos consumidores cativos da CELPE.

Em 24 de janeiro de 2013, foi publicada a Medida Provisória nº 605/2013 que atribuiu à Conta de Desenvolvimento Energético - CDE, além de suas finalidades originais, o custeio de vários dos descontos incidentes sobre as tarifas aplicáveis aos usuários do serviço público de distribuição de energia elétrica. Na mesma data foi publicado o Decreto nº 7.891/2013 estabelecendo que os descontos custeados pela CDE fossem retirados da estrutura tarifária das concessionárias reguladas por ocasião da Revisão Extraordinária. Ao longo de 2013, a CELPE recebeu R\$ 64,6 milhões da CDE para custeio dos descontos concedidos.

Em 7 de março de 2013, foi publicado o Decreto nº 7.945/2013 estabelecendo que poderiam ser repassados recursos da CDE para (i) neutralizar a exposição ao risco mercadológico dos contratos de cota de geração física; (ii) neutralizar a exposição das concessionárias ao período de curto prazo em função da frustração da alocação das cotas de garantia física das usinas renovadas, relativa a não adesão em conjunto com a não realização do leilão para recontração do montante de reposição de 2013; e (iii) cobrir os custos com o Encargo de Serviços de Sistemas - ESS adicionais de despacho térmico em razão de segurança energética. Em relação a esses itens, foram repassados recursos da CDE para a CELPE no valor de R\$ 187,2 milhões relativo às competências de jan/13 a dez/13.

4.2. Revisão Tarifária Periódica

A ANEEL definiu a metodologia para o 3º ciclo de revisões tarifárias através da Resolução Normativa nº 457 de 8 de novembro de 2011. Para a CELPE, a nova metodologia de revisão tarifária foi aplicada e seus efeitos percebidos a partir de 29 de abril de 2013, quando da 3ª revisão tarifária da empresa, conforme previsto no contrato de concessão.

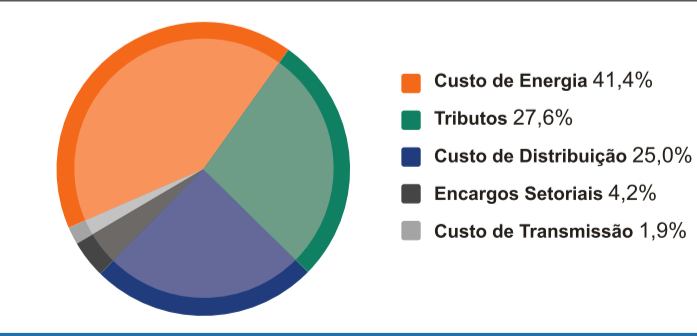
A Taxa de Remuneração de Capital (WACC), que no 2º ciclo de revisões foi de 9,95% (após impostos), foi definida para o 3º ciclo de revisões como 7,50% (após impostos). Para as empresas localizadas nas áreas de atuação da SUDENE e SUDAM, a ANEEL fixa taxa diferenciada, considerando a possibilidade de obtenção de benefício Fiscal, estabelecido em Lei. Tendo em vista que a decisão administrativa desnatava benefício fixado em Lei, as empresas ingressaram com ação judicial através da Associação Brasileira de Distribuidoras de Energia Elétrica - ABRADEE, obtendo liminar em junho de 2012 junto à Justiça Federal mantendo o benefício e, em março de 2013 julgamento no mérito pela Justiça Federal em primeira instância.

Para o estabelecimento dos níveis regulatórios de custos operacionais foi utilizada uma nova metodologia, baseada em benchmarking e na análise de eficiência média setorial, sendo reconhecida nas tarifas a eficiência média. Foi também definida uma trajetória de redução dos custos operacionais a ser aplicada ao longo do ciclo tarifário. O Fator X foi calculado considerando a produtividade, a trajetória de custos operacionais; e a qualidade, nos reajustes anuais. O Fator de produtividade, de 1,27%, foi estabelecido por benchmarking na qual foi analisada a produtividade média setorial, considerando a evolução verificada do mercado, custos, redes e investimentos. O componente Trajetória (componente T) foi calculado em 0,51%, com base na diferença entre o valor dos custos operacionais definidos no 2º ciclo de revisão tarifária, atualizados pelos ganhos de produtividade, e o limite mais próximo do intervalo de custos operacionais eficientes pelo método de benchmarking. O valor do componente T foi limitado a ±2,0% (mais ou menos dois por cento). O componente de qualidade será aplicado em função da evolução dos indicadores de qualidade da empresa (DEC e FEC), que é apurado nos reajustes anuais entre as revisões tarifárias. Houve ampliação do conjunto de receitas capturadas para modalidade tarifária. Especificamente para as receitas com ultrapassagem de demanda e excedente reativos, a ANEEL determinou sua destinação para Obrigações Especiais a partir da revisão tarifária do 3º ciclo, objeto de questionamento judicial pela ABRADEE ainda em discussão.

Para perdas de receitas recuperáveis foi mantida a metodologia utilizada no 2º ciclo com poucas alterações. Os índices de inadimplência regulatória passaram a ser estabelecidos por classe de consumo. Para a parcela dos encargos setoriais foram reconhecidas as inadimplências reais de cada empresa. Para a CELPE, no total foi definido o índice de 0,98% sobre a receita bruta regulatória para perdas de receitas recuperáveis. A metodologia utilizada para perdas de energia no 3º ciclo teve poucas alterações. A perda não técnica foi definida em 14,00% sobre o mercado de baixa tensão, enquanto a técnica em 8,22% sobre a energia injetada, excluída a do nível de tensão A1.

Os índices de inadimplência regulatória passaram a ser estabelecidos por classe de consumo. Para a parcela dos encargos setoriais foram reconhecidas as inadimplências reais de cada empresa. Para a CELPE, no total foi definido o índice de 0,98% sobre a receita bruta regulatória para perdas de receitas recuperáveis. A metodologia utilizada para perdas de energia no 3º ciclo teve poucas alterações. A perda não técnica foi definida em 14,00% sobre o mercado de baixa tensão, enquanto a técnica em 8,22% sobre a energia injetada, excluída a do nível de tensão A1.

Classe	Tarifa Média de Fornecimento em R\$/MWh
Residencial	346,91
Industrial	329,97
Comercial	395,18
Rural	199,49
Poder público	369,70
Outros	225,38



O quadro a seguir demonstra a composição do fornecimento de energia da CELPE por classe.

Classe	2011		2012		2013		Variação 2013/2012 - %					
	Receita (R\$ milhões)	Clientes (mil)	Receita (R\$ milhões)	Clientes (mil)	Volume (GWh)	Receita (R\$ milhões)	Clientes (mil)	Volume (GWh)				
Residencial	1.471	2.741	3.933	1.658	2.851	4.028	1.583	2.932	4,5%	2,8%	13,3%	
Comercial	909	198	2.097	1.018	201	2.208	915	203	2.316	(10,1%)	1,0%	4,9%
Industrial	689	13	1.997	595	12	1.526	470	12	1.419	(21,0%)	-	(7,0%)
Rural	132	174	557	147	156	644	133	156	665	(9,5%)	-	3,3%
Outras Classes	527	31	1.606	566	32	1.631	475	32	1.708	(16,2%)	-	4,7%
Total	3.729	3.156	10.190	3.984	3.252	10.037	3.576	3.336	10.672	(10,2%)	2,6%	6,3%

4.3. Modalidade Tarifária Branca e Bandeiras Tarifárias

A ANEEL, através da Resolução Normativa nº 464 de 22 de novembro de 2011, criou a "tarifa branca" para os consumidores de baixa tensão, que terá três postos: ponta, fora de ponta e intermediário. A proposta da tarifa branca é estimular o consumo em horários que a tarifa é mais barata, diminuindo o valor da fatura no fim do mês e a necessidade de expansão da rede da distribuidora para atendimento da demanda do horário de pico. O consumidor, porém, terá a opção de adotar ou não a cobrança diferenciada, que será baseada nos horários de pico da área de concessão de cada distribuidora, e caso o consumidor não pretenda modificar seus hábitos de consumo, a tarifa convencional continuará disponível. Apesar desta estrutura tarifária já estar em vigor, na prática a opção por essa tarifa depende da padronização, pelo INMETRO, dos medidores a serem utilizados.

Haverá, ainda, as chamadas "bandeiras tarifárias", que poderão mudar todo mês, de acordo com a variação do Custo Marginal de Operação - CMO e do Encargo de Serviços de Sistema - ESS. As bandeiras verde, amarela e vermelha refletirão melhor os custos de geração. Conforme Resolução Normativa nº 593/2013, publicada em 30/12/2013, o ano teste iniciado em 1º de junho de 2013 foi prorrogado para até dezembro de 2014, enquanto que o início de aplicação foi adiado para 01 de janeiro de 2015. Durante o ano de 2014, as distribuidoras continuarão divulgando nas contas de energia qual bandeira estaria sendo aplicada e suas consequências na fatura, com base em informações mensais da agência. Atualmente, para o consumo de 100 kWh, a bandeira vermelha teria um acréscimo de R\$ 3,00, a amarela de R\$ 1,50 e para a verde não teria valor adicional.

4.4. Regulação Técnica e Comercial

A ANEEL, por ocasião da revisão tarifária periódica, publicou a Resolução Autorizativa nº 4.064, de 23 de abril de 2013, que estabeleceu os novos limites dos indicadores de continuidade (DEC e FEC) da CELPE para o período de 2014 a 2017. Também foi publicada a Resolução Normativa nº 574 que estabeleceu a metodologia e os limites para o indicador de atendimento comercial FER que será fiscalizado anualmente, além de estabelecer o indicador DER como monitoramento da qualidade do atendimento. Em julho de 2013, a ANEEL publicou a Resolução Normativa nº 563, a qual altera as condições para revisão dos planos de universalização dos serviços de distribuição de energia elétrica na área rural, definindo os critérios para os limites da universalização e estabelecendo a necessidade de envio de plano de universalização caso a distribuidora tenha justificativas técnicas e econômicas para mudança dos prazos, e, retificou que os atendimentos, no âmbito das distribuidoras ou municípios universalizados, devem seguir os prazos da Resolução Normativa nº 414/2010.

Em novembro de 2013, a ANEEL publicou a Resolução Normativa nº 581, a qual estabeleceu os procedimentos e condições para a prestação de atividades acessórias e fornecimento de energia elétrica. Esta resolução ampliou o rol de atividades permitidas a utilização de estruturas já existentes, por exemplo, elaboração de projeto, construção, expansão, operação, manutenção e reforma de subestações e redes de distribuição e transmissão, além dos serviços de consultoria e eficiência energética. Ainda em 2013, a ANEEL publicou o procedimento para comprovação do atendimento aos critérios de elegibilidade à concessão da Tarifa Social de Energia Elétrica - TSEE e para validação do cálculo da Diferença Mensal de Receita - DMR. Surgiram modificações no atendimento e cadastro, com o aumento de informações solicitadas aos consumidores.

A Resolução Normativa nº 516, da ANEEL, que entrou em vigor em 1º de maio de 2013, aprimorou a regulamentação que trata do atendimento telefônico disposto na Resolução Normativa no 414/2010, mais especificamente, alterando a metodologia de cálculo dos indicadores do teleatendimento (INS, IAB e ICO). Resumindo-se, assim, as principais regulamentações no âmbito técnico e comercial em 2013.

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 2013, a Ouvidoria da CELPE recebeu 63.517 manifestações das quais 9,45% foram reclamações de consumidores insatisfeitos com os serviços prestados pela Distribuidora. Os processos mais reclamados foram: interrupção de energia com 63% de procedência, ligação nova com 70% de procedência e religação também com 70% de procedência.

5. DESEMPENHO DO NEGÓCIO

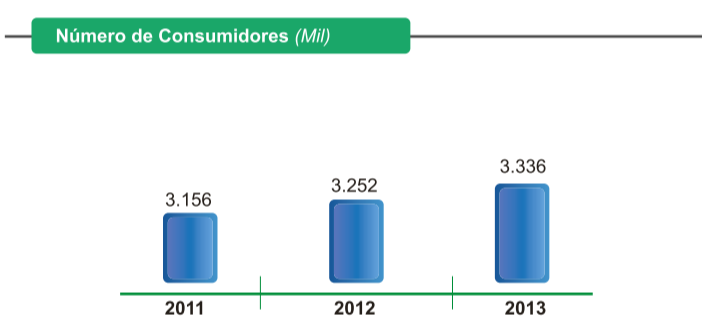
A Companhia detém a concessão para distribuição de energia elétrica em todos os municípios do Estado de Pernambuco, além do Distrito de Fernando de Noronha e do município de Pedras de Fogo na Paraíba, totalizando 98.547 km² de área de concessão.

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		
	2011	2012	2013
Número de Empregados	1.661	1.694	1.722
Clientes por Empregados	1.900	1.920	1.937
Vendas por Cliente (MWh)	3,24	3,09	3,20
Vendas por Empregado (GWh)	6,13	5,93	6,20
Cliente por km²	32,02	33,00	33,85

5.1. Número de Consumidores Ativos

A CELPE encerrou o ano de 2013 com 3.336 mil clientes ativos, um incremento em relação ao ano anterior de 2,58%.



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 38,88% do total de consumidores ativos da CELPE enquanto que os consumidores residenciais normais representam 49,02%.

A Lei nº 12.212, de 20 de janeiro de 2010 alterou as regras incidentes sobre a tarifa aplicável à classe Residencial Baixa Renda das distribuidoras de energia elétrica. Em função desta Lei, a CELPE teve uma redução significativa na base de clientes com o decadastramento de aproximadamente 721 mil clientes com tarifa social (subsidiada). Até dezembro de 2013, a Companhia conseguiu recadastrar 435 mil consumidores, totalizando o montante de 1,3 milhões de clientes cadastrados com a tarifa subsidiada, ação que refletiu o empenho da distribuidora.

O quadro, a seguir, demonstra os efeitos apresentados na CELPE em função da Lei nº 12.212/2010:

Antes da Perda Jul/10	Quantidade de Clientes Baixa Renda		Cadastro até Dez/13	Saldo Dez/13
	Perdas	Saldo após Perdas Dez/11		
1.591.383	721.545	869.838	427.053	1.296.891

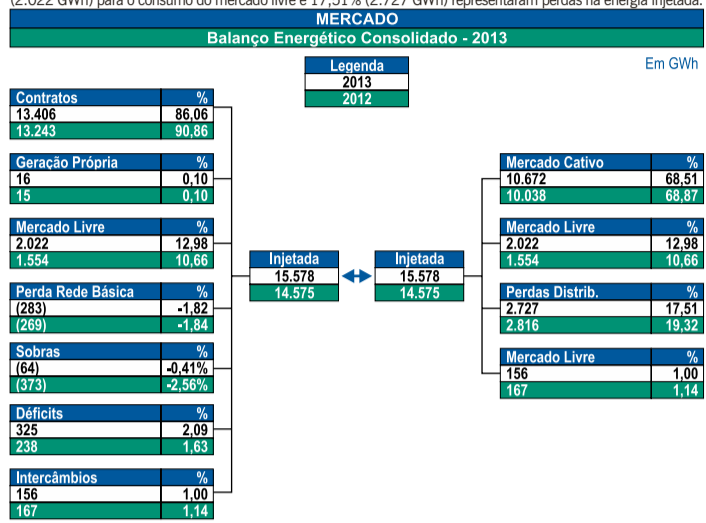
5.1.2. Energia Distribuída

Em 2013,



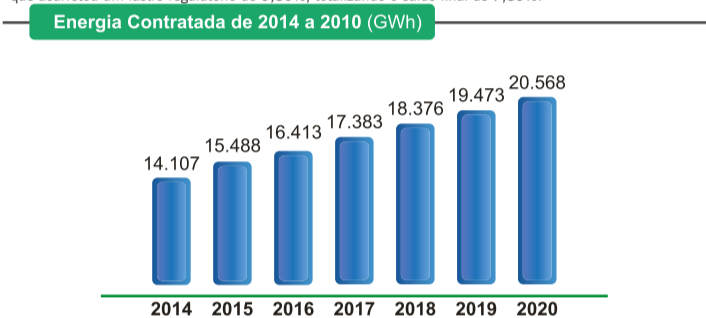
5.1.4. Balanço Energético

Em 2013, a energia injetada pela CELPE atingiu o patamar de 15.578 GWh, representando um crescimento de 6,9% (1.002 GWh) em relação a 2012. Do total da energia injetada, 68,51% (10.672 GWh) foi destinada ao consumo do mercado regulado, 12,98% (2.022 GWh) para o consumo do mercado livre e 17,51% (2.727 GWh) representaram perdas na energia injetada.



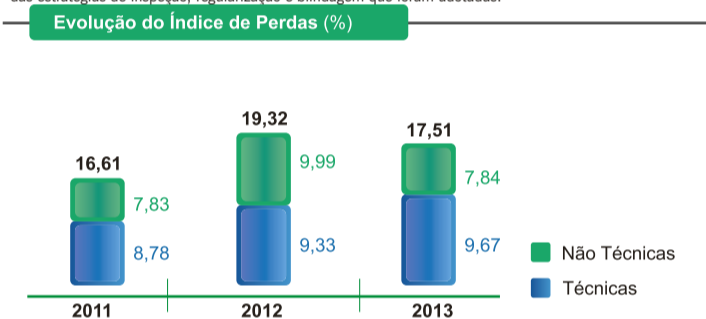
5.1.5. Energia Contratada

A energia contratada para atender ao mercado da CELPE em 2013 totalizou 13.405,5 GWh, o que representa um acréscimo de 1,2% em relação a 2012. Este pequeno acréscimo foi decorrente da frustração de cotas de garantia física e de contratos, cujos empreendimentos de geração tiveram a concessão cancelada ou não foram concluídos na data prevista. A energia foi adquirida a um custo médio anualizado de R\$ 145,16/MWh, 16,27% acima do realizado no ano anterior que foi de R\$ 124,87/MWh para o mesmo período. Este custo médio não considera os encargos setoriais e de conexão. Em 2013, a CELPE teve um déficit contratual de -1,91%, decorrente da frustração de alguns contratos, o que acarretou um lastro regulatório de 9,80%, totalizando o saldo final de 7,89%.



5.2. Índice de Perdas

No ano de 2013, o índice de perdas apresentou uma redução com relação ao ano de 2012, em consequência das estratégias de inspeção, regularização e blindagem que foram adotadas.



Para realização das estratégias de combate às perdas, foram gastos R\$ 47 milhões em ações, sendo as principais citadas abaixo:

- Realização de 142 mil inspeções, sendo de detectadas mais de 42 mil irregularidades, com recuperação líquida de 77 GWh e arrecadação de cerca de R\$ 30 milhões referentes a faturas de irregularidade;
- Regularização de mais de 11 mil ligações clandestinas;
- Blindagem de mais de 9 mil unidades consumidoras com problemas na medição;
- Substituição de mais de 50 mil medidores com defeito;
- Isolamento de aproximadamente 48 km de rede de baixa tensão;
- Levantamento e atualização do cadastro de iluminação pública de 27 municípios, totalizando 190 mil pontos verificados;
- Implantação, em mais de 5 mil consumidores, do projeto especial de rede blindada com sistema de medição centralizada;
- Regularização de cerca de 4 mil unidades consumidoras sem conta contrato.

5.3. Arrecadação

O desempenho da arrecadação é medido pelo Índice de Arrecadação - IAR, definido pelo quociente do valor total arrecadado com energia elétrica e títulos, inclusive de exercícios anteriores, em relação aos valores faturados por fornecimento de energia no exercício. Em 2013, a arrecadação da CELPE superou o faturamento e o IAR alcançou 100,99%.



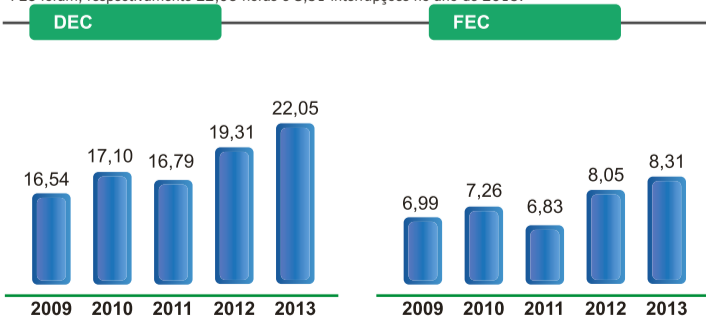
Esse resultado foi consequência de um Plano de Redução da Inadimplência detalhado onde foram desenhadas e implementadas ações dentro de um conceito de Matriz de Risco, isto é, foco na qualidade das ações e não na quantidade. Em 2013, foram incrementadas novas ações administrativas como a URA - Unidade de Resposta Ativo, isto é, mensagens de áudio gravadas, e o Envio de Mensagens de Cobrança (SMS), ações com menor custo operacional e que são focadas nas dívidas de maior probabilidade de recebimento. Na mesma diretriz, houve uma readequação nas ações de campo (suspensão do fornecimento, acompanhamento de cortados, etc.) que visa atingir as maiores dívidas e uma redução das reclamações. O plano anual também previu a redução do prazo de parcelamento, que por consequência trouxe a redução do risco de inadimplência e um aumento na arrecadação das parcelas. Essas medidas justificam a evolução do índice alcançado neste ano, mesmo com a ampliação das restrições à suspensão de fornecimento de energia, imposta pela Resolução ANEEL nº 414/2010. Nesse contexto, as ações de recuperação de créditos que mais se destacaram foram:

- Manutenção das inclusões no cadastro de órgãos de proteção ao crédito com volume acima dos 3,0 milhões clientes inadimplentes;
- Realização de 465 mil suspensões de fornecimento de energia elétrica;
- Implantação de novas ações de recuperação de créditos como URA - Unidade de Resposta Ativa e Envio de Mensagens de Cobrança (SMS). Foram realizadas 1,6 milhão de acionamentos em 2013;
- Ação de visita com negociação através de equipe própria e agentes comunitários vinculados à Eficiência Energética. Foram realizadas 88,7 mil visitas com um saldo negociado de R\$ 9,6 milhões;
- Criação de Estrutura para tratamento dos maiores clientes do Grupo B - Baixa Tensão (Clientes não corporativos, mas com faturamento semelhante);
- Criação de régua de cobrança específica para os clientes Corporativos devedores contumazes, antecipando o início das ações de recuperação de créditos;
- Atuação sobre os clientes registrados na Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa (PLCD) através das empresas de assessoria de cobrança.

Os clientes da CELPE dispõem de um total de 4.371 locais de pagamento, considerando as agências de atendimento, a rede credenciada Celpe Serviços, os bancos e seus respectivos correspondentes. Deste total, a rede Celpe Serviços conta com 342 estabelecimentos comerciais credenciados, localizados em 184 municípios atendidos na área de concessão da Empresa. Essa penetração da rede credenciada em toda área de concessão da CELPE proporciona maior comodidade aos clientes para o pagamento de suas faturas de energia e facilidade de acesso aos serviços de atendimento comercial.

5.4. Indicadores de Qualidade

Os índices globais de Duração Equivalente de Interrupção - DEC e Frequência Equivalente de Interrupção - FEC foram, respectivamente 22,05 horas e 8,31 interrupções no ano de 2013.



5.5. Atendimento aos Clientes

Procurando estar sempre ao lado do cliente, a CELPE mantém uma estrutura de atendimento que facilita o acesso aos serviços disponibilizados pela empresa:

- Agências** - Dispõe de uma rede de atendimento com 52 agências, sendo 16 na Região Metropolitana, 31 nos demais municípios do Estado e 05 agências móveis. Em 2013, visando oferecer maior conforto no espaço destinado ao atendimento a clientes, algumas agências foram reformadas (Vitória de Santo Antão, Goiana, Paulista e Afogados da Ingazeira). Foi disponibilizada em setembro uma nova agência móvel para a Regional de Petrolina, passando no total para 05 unidades. Estas unidades móveis proporcionam um atendimento diferenciado com mais comodidade aos clientes, levando às comunidades os diversos serviços oferecidos pela CELPE.
- Celpe Serviços** - A CELPE está presente em toda sua área de concessão (184 municípios pernambucanos, Pedras de Fogo na Paraíba e o Arquipélago de Fernando de Noronha). Nos municípios onde não há Agências Próprias, o atendimento é realizado através da rede credenciada Celpe Serviços, que finalizou o ano

com 158 lojas, que realizam atendimento comercial e emergencial. O projeto de atendimento do credenciado via internet está implantado em 153 lojas de atendimento, onde se utiliza o Portal do Credenciado, ferramenta desenvolvida para possibilitar atendimento online para os serviços mais procurados, dotando a rede de maior autonomia e agilidade no atendimento ao cliente.

- Teledatendimento** - A CELPE dispõe de uma central de teledatendimento com 133 posições de atendimento. Esta central atendeu, em 2013, mais de 4,5 milhões de chamadas, com um tempo médio de atendimento de 225 segundos, se posicionando entre as grandes centrais de teledatendimento de empresas de energia elétrica do país.
- "Site"** (www.celpe.com.br) - O site CELPE, foi completamente reformulado e modernizado, possibilitando ao cliente maior facilidade de acesso ao portal, e com ampliação do portfólio de serviços oferecidos. Isto correu para uma procura por este canal de atendimento superior a 17% em relação a 2012, onde foram registrados mais de 7 milhões de acessos. Dentro dos serviços oferecidos citamos o certificado de quitação de débitos, reclamação de falta de energia, solicitação de ligação nova, troca de titularidade, dentre outros.
- O serviço gratuito de SMS (27308) foi implantado em Abril/2013, como forma de facilitar o acesso do cliente para o registro da ocorrência de falta de energia, possibilitando o envio e recebimento do protocolo de sua reclamação, de forma ágil e confiável. Em 2013 registramos um total 2.282 registros, iniciando o processo de consolidação de mais uma ferramenta de atendimento. Além disto através de um smartphone, o cliente pode acessar a página de serviços da CELPE adaptada ao sistema móvel (M.CELPE.COM.BR) e conseguir dispor dos serviços de comunicação de falta de energia, pedido de religação, consulta à via de pagamento e contato através do "fale conosco".
- Atendimento Clientes Corporativos - Através de especialistas de negócios - de energia é prestado um atendimento diferenciado e personalizado para parceiros de negócios do Grupo A (5.771) e do Grupo B (26.403), correspondente a 32,1 mil contas-contratos. Esses clientes representam 38,1% do consumo de energia e 35,7% do faturamento total da CELPE. Fazem parte deste grupo os clientes dos poderes públicos (Federal, Estadual e Municipal), mercado livre, contratos do Grupo A, entre outros.

Em 2013, dando continuidade às ações de melhoria iniciadas em 2012, com foco na qualidade do serviço prestado, pode-se registrar a ampliação do escopo do processo de tratamento de reclamações certificados pela ISO 9001 (cadastro, interrupção programada e cobrança de irregularidade) e a implantação da certificação ISO 9001 no processo de registro de solicitação de serviços e reclamações, objetivando a melhoria da qualidade do atendimento ao cliente e redução do número de reclamações.

O resultado da eficiência desta estrutura de serviços pode ser visualizado através do indicador regulado FER - Frequência Equivalente de Reclamação, que basicamente, mede o número de reclamações procedentes para cada grupo de 1.000 consumidores. O FER para CELPE, estabelecido pela ANEEL para o ano de 2013, foi de 39, enquanto que o alcançado foi de 10,34, representando um resultado 73,5% menor do que a meta estabelecida.

Em 2013, a CELPE obteve o índice de 76,9% no ISQP - Índice de Satisfação com a Qualidade Percebida, avaliado pela ABRÁDEE nas distribuidoras com mais de 500 mil clientes, representando uma sutil evolução do indicador que em 2012 registrou 76,7%.

5.6. Programa Luz para Todos

O Programa Luz para Todos foi instituído pelo Governo em 11 de novembro de 2003 destinado a propiciar, até o ano de 2008, o atendimento em energia elétrica à parcela da população do meio rural e residencial baixa renda brasileira sem acesso a esse serviço público e foi prorrogado até o ano de 2014, com a publicação do Decreto nº 7.520, de 11 de julho de 2011.

Em decorrência do crescimento vegetativo da população e da migração para área rural, a CELPE assinou, em 9 de outubro de 2013, um novo contrato referente ao Programa Luz para Todos, com o objetivo de ligar 8.957 novos consumidores até dezembro de 2014, com um investimento total de R\$ 72 milhões e participação financeira da Companhia, do Governo Federal e da Caixa Econômica Federal. De janeiro de 2004, quando o programa começou, até dezembro de 2013 a distribuidora já realizou 94 mil novas ligações e investiu cerca de R\$ 372 milhões.

6. DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO

A Companhia apresentou em 2013 uma receita líquida de R\$ 3.283.509 mil contra R\$ 3.545.861 mil do ano anterior, representando uma variação desfavorável de 7,4%. Essa variação é decorrente principalmente:

- Das receitas de:**
 - Fornecimento de energia elétrica - variação desfavorável, devido à redução de tarifa de energia, conforme Lei 12.783, de 11 de janeiro de 2013 e Resolução Homologatória nº 1.429, de 24 de janeiro de 2013.
 - Disponibilização do sistema de distribuição - variação desfavorável, decorrente principalmente da retração no ritmo da migração de clientes para o ambiente de contratação livre no início do ano, em virtude do aumento do preço no mercado de curto prazo (PLD); e à redução do valor da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição, conforme Resolução Extraordinária Homologatória 1.418/2013.
 - Subvenções - variação favorável, decorrente principalmente, de valor mensal homologado, através da Resolução Extraordinária Homologatória 1.418, de R\$ 8.409 mil, a ser repassada pela Eletrobrás a partir de fevereiro de 2013, referente à subvenção CDE (rural, irrigante e agricultor, serviço público de água/ esgoto/saneamento e fontes alternativas).
 - Construção - variação desfavorável, que não produz efeito líquido no resultado da empresa devido à sua contrapartida no custo. As receitas e custos relativos a serviços de construção ou melhoria foram contabilizadas em atendimento ao pronunciamento técnico CPC 17 - Contratos de Construção, que estabelece o tratamento contábil das receitas e despesas associadas aos contratos de construção.
 - Outras receitas - variação favorável, devido ao ressarcimento do custo de energia da geração térmica.
- Das deduções da receita:**
 - ICMS - variação favorável, devido principalmente à queda da receita bruta de vendas e/ou serviços, embora não na mesma proporção, em virtude do reconhecimento do ICMS sobre a Subvenção CDE; e do ICMS Produtor Rural e Poder Público reconhecido.
 - PIS/COFINS - variação favorável, devido principalmente à queda da receita bruta de vendas e/ou serviços.
 - Redução do encargo da conta de reserva global de reversão (RGR) - em função da sua extinção, através da lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013 e Despacho ANEEL nº 34 de 10 de janeiro de 2013.
 - Conta de Consumo de Combustível (CCC) - apresentou variação favorável, devido principalmente à extinção da quota fixada pela ANEEL, conforme Lei nº 12.783/2013 e da Resolução Homologatória 1.418, que isenta o valor a partir de Fevereiro/2013.

Em 2013, o EBITDA foi de R\$ 366 milhões, um aumento de 56,78%, quando comparado com o ano de 2012. Essa variação é devida, principalmente, a Provisões Líquidas - PLD, em função da política de cobrança adotada em 2012 com foco na atuação da dívida de menor risco de recebimento, na redução do prazo de parcelamento e no aumento do volume das operações de cobrança, impactando no aumento da PLCD de 2012. A CELPE obteve um Lucro de R\$ 106,7 milhões em 2013. Houve um aumento de 4,08 pontos percentuais na rentabilidade da Margem Líquida, que foi de -0,83% para 3,25%.

Dados Econômico-Financeiros - R\$ mil	2012 (Reapresentado)	2013	Variação (2012-2013)
Receita Operacional Bruta	5.049.177	4.539.295	(10,10%)
Receita Operacional Líquida	3.545.861	3.283.509	(7,40%)
EBITDA (LAJIDA)	233.727	366.446	56,78%
Resultado do Serviço - EBIT	49.242	216.664	340,00%
Resultado Financeiro - Exceto JSCP	(93.785)	(79.790)	14,92%
Lucro Líquido	(29.261)	106.763	464,87%
Ativo Total	3.775.798	3.791.353	0,41%
Investimento	513.033	380.605	(25,81%)
Dívida Bruta	1.366.997	1.353.108	(1,02%)
Dívida Líquida*	1.164.830	1.195.425	2,63%
Patrimônio Líquido	1.385.724	1.548.592	11,75%

Indicadores Econômico-Financeiros	2012	2013	Variação
Margem EBITDA	6,59%	11,16%	4,57 pp
Margem EBIT	1,39%	6,60%	5,21 pp
Margem Líquida	(0,83%)	3,25%	4,08 pp
Cobertura de Juros (EBITDA/Resultado Financeiro) - Em vezes	2,49	4,59	84,28%
Dívida Líquida/EBITDA	4,98	3,26	(34,54%)
Índice de Endividamento Líquido	45,67%	43,56%	(2,31) pp

Ações	2012	2013	Variação
Valor Patrimonial por Ação (R\$/ação) **	18,57	20,76	11,75%
Lucro líquido por Ação (R\$/ação) **	(0,39)	1,43	464,87%
Distribuição de Dividendos e JSCP (R\$ mil)	3.779	-	(100,00%)

* Dívida líquida de disponibilidades, aplicações financeiras e títulos e valores mobiliários.
** R\$ por lote de mil ações.
*** pp - pontos percentuais.

Atendendo à Instrução CVM nº 527, demonstramos no quadro abaixo a conciliação do EBITDA (sigla em inglês para Lucro Antes dos Juros, Impostos, Depreciação e Amortização, LAJIDA) e complementamos que os cálculos apresentados estão alinhados com os critérios dessa mesma instrução:

Conciliação do EBITDA - R\$ Mil	2012 (Reapresentado)	2013	Variação (2012-2013)
Lucro Líquido	(29.261)	106.763	464,86%
Amortização ágio e reversão PMIPL*	18.500	17.682	(4,42%)
Imposto de Renda e CSLL** (corrente e diferido)	(33.782)	12.428	136,79%
Receita Financeira	(117.783)	(118.060)	0,24%
Despesa Financeira	211.569	197.850	(6,48%)
Depreciação e Amortização	184.484	149.783	(18,81%)
EBITDA	233.727	366.446	56,78%

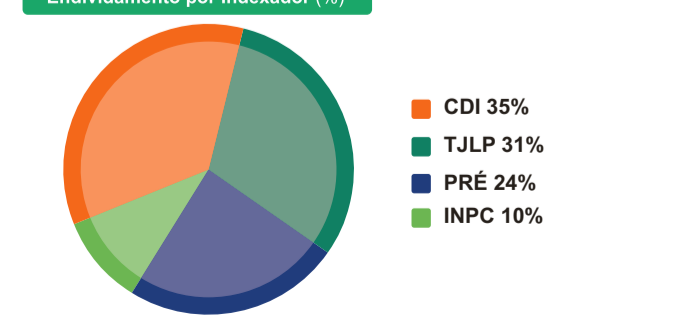
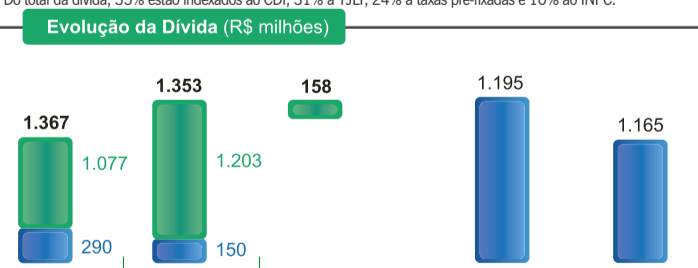
* Provisão para manutenção da Integridade do Patrimônio Líquido.
** Contribuição Social sobre o Lucro Líquido.

6.1. Perfil da Dívida

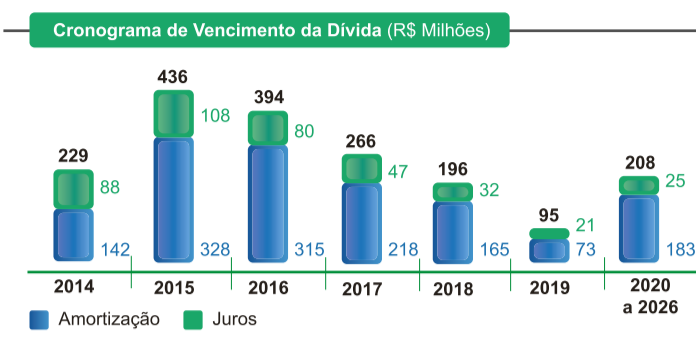
De acordo com sua Política Financeira, a CELPE busca permanentemente o alongamento e a diversificação dos instrumentos financeiros. Em dezembro de 2013, a CELPE contava com 89% da dívida contabilizada no longo prazo e 11% no curto prazo.

Naquela ocasião, a dívida bruta consolidada da CELPE, incluindo empréstimos, debêntures e encargos, era de R\$ 1.353 milhões (dívida líquida R\$ 1.195 milhões) apresentando uma redução de 1% em relação a dezembro de 2012.

Como demonstrado no gráfico abaixo, a CELPE mantém seu endividamento sem concentração em um único indexador. Do total da dívida, 35% estão indexados ao CDI, 31% à TJLP, 24% a taxas pré-fixadas e 10% ao INPC.



Com base no endividamento da companhia em 31 de dezembro de 2013, o cronograma de vencimentos de principal e juros da dívida comporta-se conforme o gráfico a seguir. A concentração de vencimentos em 2015 é decorrente do início da amortização da 4ª emissão de debêntures.



6.2. Captações de Recursos no Período

Eletrobras - A Companhia recebeu R\$ 579 mil para custear a recuperação do seu sistema elétrico, proveniente do contrato de financiamento assinado em outubro de 2010.

Financiadora de Estudos e Projetos - FINEP - A Companhia recebeu o montante de R\$ 6.855 mil para financiar Projetos de Inovação, proveniente do Contrato de Financiamento assinado em novembro de 2011.

Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social - BNDES. A Companhia recebeu em 2013 o montante de R\$ 196.490 mil para financiamento dos investimentos realizados em 2012 e 2013, provenientes dos Contratos de Financiamento Mediante Abertura de Limite de Crédito Rotativo, sendo R\$ 43.200 mil do contrato nº 08.2.1089.1, assinado em março de 2009 e aditado em março e agosto de 2010, março e novembro de 2011 e agosto de 2012, e R\$ 153.290 mil do contrato nº 13.2.0294.1, assinado em maio de 2013 e aditado em junho de 2013.

Citibank - A Companhia realizou captação em moeda estrangeira para cobertura de caixa no valor de USD 17.000 mil, equivalentes a R\$ 39.100 mil, com custo de Libor USD 3M mais taxa de 0,97% a.a., com swap para 104,5% do CDI. O contrato será amortizado em parcela única no vencimento, em dezembro de 2018, com pagamento de juros trimestral.

Banco do Brasil - Em 31 de dezembro de 2013, a Companhia realizou a rolagem de R\$ 220.000 mil em empréstimos junto ao Banco do Brasil, que tiveram seus vencimentos postergados para novembro de 2013 com amortização em sete parcelas anuais a partir de novembro de 2015, com pagamento de juros semestrais ao custo de 10,8% do CDI.

7. INVESTIMENTOS

O investimento total da CELPE, em 2013, foi de R\$ 380 milhões, distribuídos da seguinte forma:

Evolução dos Investimentos - R\$ mil				
	2011	2012	2013	Variação
Gerção	5.200	4.942	36	(99,27%)
Distribuição	253.776	429.609	291.860	(32,06%)
Distribuição associada à Transmissão	49.873	51.771	58.216	12,45%
Comercialização	2.786	1.237	(48)	(103,88%)
Administração	19.039	25.474	30.541	19,89%
Total	330.674	513.033	380.605	(25,81%)

7.1. Expansão da Rede

Na expansão do sistema elétrico, destacam-se a conclusão das subestações 69 Kv Venturosa, ampliando a oferta de energia elétrica para a Região do Agreste e Arena da Copa, ampliando a oferta de energia elétrica para a Região Metropolitana. Também foram concluídas as linhas de distribuição de alta tensão Pirapama/ Seccionadora Pazes, Pau Ferro/Várzea na Região Metropolitana e o atendimento em 69 kv aos clientes Herobrás e CBVP em Goiana, Estaleiro Promar, em Recife, e Kraft Food, em Vitória de Santo Antão. Houve aumento de potência nas subestações Serra Talhada, Santo Amaro e Jaboatão, utilizando trafo novos, o que permitiu o aumento de potência em outras subestações, a partir de um programa de renomeamento de transformadores de potência, totalizando um incremento de 174,95 MVA no sistema elétrico. Na melhoria do Sistema Elétrico, resalta-se o investimento na redução dos indicadores de continuidade e qualidade do fornecimento de energia elétrica, através de diversas ações, como substituição de 324,7 km de rede nova de baixa tensão por multiplexada, substituição de 48,6 km de rede nova de alta tensão por rede protegida e substituição de 1.617 transformadores monofásicos de 3 e 5 kVA.

Principais Ativos Elétricos				
	2011	2012	2013	Variação
Linhas de Subtransmissão (Km)	3.971	4.198	4.236	0,91%
Subestações (Un)	131	133	135	1,50%
Transformadores de Força (Un)	225	229	229	0,00%
Potência Instalada (MVA)	2.878	3.151	3.336	5,87%
Linhas de Distribuição (Km)	121.579	126.564	137.110	8,33%
Transformadores de Distribuição (Un)	106.881	126.977	130.076	2,44%



BALANÇOS PATRIMONIAIS - EM 31 DE DEZEMBRO

Em milhares de reais

ATIVO	Notas	31/12/2013	31/12/2012	01/01/2012	PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO	Notas	31/12/2013	31/12/2012	01/01/2012
CIRCULANTE			(Reapresentado)	(Reapresentado)	CIRCULANTE		(Reapresentado)	(Reapresentado)	
Caixa e equivalentes de caixa	5	149.269	192.602	236.788	Fornecedores	16	349.048	350.775	261.396
Contas a receber de clientes e outros	6	631.689	677.858	821.851	Empréstimos e financiamentos	17	129.106	173.501	168.648
Títulos e valores mobiliários	7	2.023	6.761	26.233	Debêntures	18	6.838	103.750	194.330
Recursos CDE	8	10.758	-	-	Salários e encargos a pagar	19	26.129	23.043	18.289
Impostos e contribuições a recuperar	9	98.666	56.942	56.276	Taxas regulamentares	20	18.625	18.785	29.290
Estoques		6.979	6.324	5.190	Impostos e contribuições a recolher	21	106.283	106.177	113.540
Despesas pagas antecipadamente		8.140	1.688	2.307	Dividendos e juros sobre capital próprio	22	165	4.114	22.653
Serviços em curso	10	11.411	13.014	10.305	Provisões	23	10.090	17.187	8.904
Outros ativos circulantes	11	16.025	35.856	19.982	Entidade de previdência privada	33	16.331	16.298	15.233
TOTAL DO CIRCULANTE		934.960	991.045	1.178.932	Outros passivos circulantes	24	101.056	127.558	54.572
					TOTAL DO CIRCULANTE		763.671	941.188	886.855
NÃO CIRCULANTE					NÃO CIRCULANTE				
Contas a receber de clientes e outros	6	146.372	245.597	415.170	Fornecedores	16	34.745	39.148	23.994
Títulos e valores mobiliários	7	6.391	2.803	8.034	Empréstimos e financiamentos	17	720.266	587.417	559.447
Impostos e contribuições a recuperar	9	19.152	17.689	14.490	Debêntures	18	359.611	359.299	456.782
Impostos e contribuições diferidos	12	324.564	384.296	343.168	Taxas regulamentares	20	24.000	43.213	38.297
Depósitos judiciais	13	47.853	36.865	30.520	Impostos e contribuições a recolher	21	-	-	1.654
Entidade de previdência privada	33	543	-	-	Provisões	23	58.227	50.883	51.659
Concessão do serviço público (ativo financeiro)	14	356.549	257.900	113.475	Entidade de previdência privada	33	257.217	347.306	266.165
Outros ativos não circulantes	11	2.158	2.158	2.158	Outros passivos não circulantes	24	25.024	21.621	7.670
Investimentos		2.734	2.734	2.467	TOTAL DO NÃO CIRCULANTE		1.479.090	1.448.887	1.405.668
Intangível	15	1.950.077	1.834.711	1.712.087	PATRIMÔNIO LÍQUIDO	25			
					Capital social		590.174	590.174	590.174
TOTAL DO NÃO CIRCULANTE		2.856.393	2.784.753	2.641.569	Reservas de capital		558.080	558.080	558.080
TOTAL DO ATIVO		3.791.353	3.775.798	3.820.501	Reservas de lucros		409.014	401.107	386.776
					Outros resultados abrangentes		24.805	(42.469)	23.015
					Proposta de distribuição de dividendos adicional		-	11.337	58.050
					Prejuízo acumulado		(33.481)	(132.506)	(88.117)
					TOTAL DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO		1.548.592	1.385.723	1.527.978
					TOTAL DO PASSIVO E DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO		3.791.353	3.775.798	3.820.501

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras

DEMONSTRAÇÕES DO RESULTADO EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO

Em milhares de reais

	Notas	31/12/2013	31/12/2012
RECEITA LÍQUIDA	26	3.283.509	3.545.861
CUSTO DO SERVIÇO	27	(2.666.392)	(2.837.100)
LUCRO BRUTO		617.117	708.761
Despesas com vendas	27	(233.688)	(484.549)
Despesas gerais e administrativas	27	(166.765)	(174.970)
LUCRO OPERACIONAL		216.664	49.242
Resultado financeiro		(79.790)	(93.785)
Receitas financeiras	28	118.060	117.783
Despesas financeiras	28	(197.850)	(211.568)
LUCRO ANTES DO IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL		136.874	(44.543)
Imposto de renda e contribuição social		(30.111)	15.282
Corrente	12	(12.775)	553
Diferido	12	(7.392)	33.217
Imposto de renda - SUDENE	12	7.738	12
Amortização do benefício fiscal do ágio e reversão da PMIPL	12	(17.682)	(18.500)
LUCRO LÍQUIDO(PREJUÍZO) LÍQUIDO DO PERÍODO		106.763	(29.261)
LUCRO(PREJUÍZO) BÁSICO E DILUÍDO POR AÇÃO:			
ORDINÁRIA		1.4295	(0,3918)
PREFERENCIAL A		1,4295	(0,3918)
PREFERENCIAL B		1,5724	(0,4309)

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras

DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO ABRANGENTE EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO

Em milhares de reais

	31/12/2013	31/12/2012
Lucro(prejuízo) do período	106.763	(29.261)
Outros resultados abrangentes		
Perdas sobre atuarial do plano de benefício definido	101.930	(77.682)
Tributos s/ ganhos (perdas)	(34.656)	26.412
Outros resultados abrangentes do período, líquidos de impostos	67.274	(51.270)
Total do resultado abrangente do exercício, líquido dos efeitos tributários	174.037	(80.531)

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras

DEMONSTRAÇÕES DO VALOR ADICIONADO EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO

Em milhares de reais

Receitas	Ref.:	31/12/2013	31/12/2012
Receitas	Ref.:	31/12/2013	31/12/2012
		(Reapresentado)	(Reapresentado)
Vendas brutas de energia, serviços e outros		4.539.295	5.049.177
Provisão para créditos de liquidação duvidosa		(105.070)	(388.275)
Resultado na alienação/desativação de bens e direitos		2.416	(1.734)
Valor adicionado bruto		4.436.641	4.659.168
Insumos adquiridos de terceiros			
Energia elétrica comprada para revenda	(*)	(2.007.213)	(1.879.573)
Encargos de uso da rede básica de transmissão	(*)	(123.664)	(249.036)
Matérias-primas consumidas	(*)	(8.111)	(4.550)
Materiais, serviços de terceiros e outros	(*)	(682.174)	(822.571)
		(2.821.162)	(2.955.730)
Valor adicionado bruto		1.615.479	1.703.438
Amortização	(*)	(153.251)	(187.638)
Valor adicionado líquido		1.462.228	1.515.753
Receitas financeiras		118.060	117.783
Valor adicionado total a distribuir		1.580.288	1.633.538
Distribuição do valor adicionado			
Pessoal			
Remunerações		91.980	59.979
Encargos sociais (exceto INSS)		20.388	18.684
Entidade de previdência privada		14.610	13.352
Auxílio-alimentação		10.380	9.659
Convênio assistencial e outros benefícios		5.105	5.221
Despesas com desligamento		6.828	8.644
Férias e 13º salário		21.342	20.255
Plano de saúde		10.018	3.260
Indenizações trabalhistas		916	3.318
Participação no resultado		12.559	9.835
Administradores		2.539	3.298
Encerramento de ordem em curso		1.325	1.285
(-) Transferência para ordens		(39.784)	(39.610)
Subtotal		158.206	117.180
Impostos, taxas e contribuições			
INSS (sobre folha de pagamento)		21.910	21.727
ICMS		835.003	894.149
PIS/COFINS sobre faturamento		174.714	230.625
Imposto de renda e contribuição social		30.111	(15.281)
Obrigações intra-setoriais		49.779	196.432
Outros		3.851	4.287
Subtotal		1.115.368	1.331.939
Remuneração de capitais de terceiros			
Juros e variações cambiais		197.850	211.568
Aluguéis	(*)	2.101	2.112
Subtotal		199.951	213.680
Remuneração de capitais próprios			
Dividendos distribuídos		-	3.779
Dividendos propostos		-	11.337
Reserva de incentivo fiscal - SUDENE		7.738	12
Absorção do prejuízo (Exercícios anteriores)		132.506	88.117
Prejuízo		(33.481)	(132.506)
Subtotal		106.763	(29.261)
Valor adicionado distribuído		1.580.288	1.633.538

(*) Valor bruto, não deduzidos dos créditos de PIS/COFINS.

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras

DEMONSTRAÇÕES DOS FLUXOS DE CAIXA - EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO

Em milhares de reais

	Ref.:	31/12/2013	31/12/2012
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES OPERACIONAIS			
Lucro(prejuízo) do período antes do imposto de renda e contribuição social		136.874	(44.541)
AJUSTES PARA CONCILIAR O LUCRO AO CAIXA ORIUNDO DAS ATIVIDADES OPERACIONAIS			
Amortização	(*)	153.251	187.683
Encargos de dívidas e atualizações monetárias e cambiais e outras receitas financeiras		150.825	142.184
Valor justo do ativo financeiro da concessão		(14.860)	(18.060)
Valor residual do ativo intangível baixado		12.247	53.588
Provisão para contingências cíveis, fiscais e trabalhistas		29.922	29.393
Provisão para créditos de liquidação duvidosa		37.389	314.363
(AUMENTO) REDUÇÃO DOS ATIVOS OPERACIONAIS		505.648	664.610
Contas a receber de clientes e outros		108.005	(797)
IR e CSLL a recuperar		(11.973)	14.043
Impostos e contribuições a recuperar, exceto IR e CSLL		(18.854)	(5.245)
Estoques		(655)	(1.134)
Depósitos judiciais		(9.747)	(5.375)
Despesas pagas antecipadamente		(6.452)	619
Entidade de previdência privada		(543)	-
Outros ativos		1.422	(38.810)
AUMENTO (REDUÇÃO) DOS PASSIVOS OPERACIONAIS		61.203	(36.700)
Fornecedores		(6.130)	104.533
Salários e encargos a pagar		3.086	4.754
Encargos de dívidas e swap pagos		(167.037)	(93.849)
Taxas regulamentares		(19.373)	(5.589)
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTO			
Aquisição de investimentos		-	(269)
Aquisição de intangível		(380.605)	(513.078)
Aplicação em títulos e valores mobiliários		(204.314)	(197.200)
Resgate de títulos e valores mobiliários		205.779	222.693
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO			
Captação de empréstimos e financiamentos		242.992	146.183
Amortização do principal de empréstimos, financiamentos		(118.687)	(143.528)
Amortização do principal de debêntures		(97.959)	(182.959)
Obrigações vinculadas		25.208	7.833
Pagamento de dividendos e juros sobre o capital próprio		(15.117)	(80.263)
UTILIZAÇÃO DE CAIXA EM ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO		36.437	(252.734)
AUMENTO (REDUÇÃO) NO CAIXA E EQUIVALENTE DE CAIXA		(43.333)	(44.186)
Caixa e equivalentes de caixa no início do período		192.602	236.788
Caixa e equivalentes de caixa no final do período		149.269	192.602
VARIAÇÃO LÍQUIDA DE CAIXA		(43.333)	(44.186)

(*) Valor bruto, não deduzidos dos créditos de PIS/COFINS.

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS EM 31 DE DEZEMBRO

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
CELPE	1	Distrito Estadual de Fernando de 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 usina com as seguintes especificações:

Geração	Tipo de Usina	Localidade	Capacidade Instalada (MW)	Capacidade Utilizada (MW)	Data da Concessão	Data de Vencimento
Fernando de Noronha						



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 apresentação

As demonstrações financeiras 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 contabilidade 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 da 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 e CPC que estavam em vigor em 31 de dezembro de 2013.

As políticas contábeis descritas em detalhes abaixo foram aplicadas de maneira consistente a 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, 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 ocorrida em um determinado período. Essa medição ocorre de acordo com o calendário de leitura estabelecido pela Companhia. O faturamento dos serviços de distribuição de energia elétrica é, portanto, efetuado de acordo com esse calendário de leitura, 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 as leituras ao período de competência, referente ao período após a medição mensal e até o último dia do mês.

c) Receita de construção

A 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 alcance da sua atividade fim, ou seja, 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 alíquotas 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 esperado 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 à redução do Imposto de Renda (Incentivo Fiscal SUDENE), calculada com base no lucro da exploração (vide nota explicativa nº 25).

O imposto diferido é reconhecido com relação às diferenças temporárias entre os valores contábeis de ativos e passivos para fins contábeis e os correspondentes valores usados para fins de tributação. 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 possibilitem a sua utilização. Periodicamente, os valores contabilizados são revisados e os efeitos, considerando os de realização ou liquidação, estão refletidos em consonância com o disposto na legislação tributária.

Avaliação dos impactos da Medida Provisória 627

No dia 11 de novembro de 2013 foi publicada a Medida Provisória (MP) nº 627 que revoga o Regime Tributário de Transição (RTT) e traz outras providências, dentre elas: (i) alterações no Decreto-Lei nº 1.598/77 que trata do imposto de renda das pessoas jurídicas, bem como altera a legislação pertinente à contribuição social sobre o lucro líquido; (ii) estabelece que a modificação ou a adoção de métodos e critérios contábeis, por meio de atos administrativos emitidos com base em competência atribuída em lei comercial, que sejam posteriores à publicação desta MP, não terá implicação na apuração dos tributos federais até que lei tributária regule a matéria; (iii) inclui tratamento específico sobre potencial tributação de lucros ou dividendos; (iv) inclui disposições sobre o cálculo de juros sobre capital próprio; e inclui considerações sobre investimentos avaliados pelo método de equivalência patrimonial.

As disposições previstas na MP têm vigência a partir de 2015. A sua adoção antecipada para 2014 pode eliminar potenciais efeitos tributários, especialmente relacionados com pagamento de dividendos e juros sobre capital próprio, efetivamente pagos até a data de publicação desta MP, bem como resultados de equivalência patrimonial. A Companhia elaborou estudo dos possíveis efeitos que poderiam advir da aplicação dessa nova norma e concluiu que a não adoção antecipada pode resultar em ajustes, especialmente relacionados com juros sobre capital próprio e dividendos pagos excedentes ao Lucro tributável. A Administração aguarda a evolução e tratativas das emendas ao texto da referida Medida Provisória para que possa decidir sobre sua adoção antecipada dentro dos prazos estabelecidos pela referida norma tributária.

2.5 - Impostos sobre vendas

Receitas, 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; e
- Quando os valores a receber e a pagar forem apresentados juntos com o valor dos impostos sobre vendas.

O valor líquido dos impostos sobre vendas, recuperável ou a pagar, é incluído como componente dos valores a receber ou a pagar no balanço patrimonial.

2.6 - 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 ou derivativos classificados como instrumentos de *hedge* eficazes.

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 e ativo financeiro de concessão.

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

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 resultado. 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 efetiva, menos perdas por redução ao valor recuperável.

- Ativos financeiros disponíveis para venda

Os ativos financeiros disponíveis para venda são aqueles 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 transferiu os seus direitos de receber fluxos de caixa do ativo ou assumiu uma obrigação de pagar integralmente os fluxos de caixa recebidos, sem demora significativa, a um terceiro por força de um acordo de "repasse"; e (a) A Companhia transferiu substancialmente todos os riscos e benefícios do ativo, ou (b) A Companhia não transferiu nem reteve substancialmente todos os riscos e benefícios relativos ao ativo, mas transferiu 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.

2.7 - 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 explicativa nº 31).

Os instrumentos financeiros derivativos designados 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.

2.8 - Caixa e equivalentes de caixa

Caixa e equivalentes de caixa incluem saldos de caixa, depósitos bancários à vista, e as aplicações financeiras com liquidez imediata, três meses ou menos, a contar da data da contratação.

2.9 - 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, acréscimos 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 - PCLD, 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 PCLD 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.

2.10 - 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.

2.11 - 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.

2.12 - 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.

2.13 - 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 - Contrato de Concessão: Evidenciação e da Orientação Técnica OCPC 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 apenas sobre a base blindada, reconhecida no resultado é efetuada mensalmente, considerando a atualização pelo IGPM, como forma de distribuir linearmente ao longo do exercício o reajuste da denominada Base Tarifária, que é corrigida anualmente por esse índice. Diferenças entre o valor justo contabilizado e o novo valor justo apurado 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 valor novo de reposição pelos critérios tarifários.

2.14 - 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 nºs 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) - Ativos Intangíveis e a ICPC 01 (R1) - Contratos de Concessão e ICPC 17 - Contrato de Concessão: Evidenciação e o OCPC 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 explicativa nº 15).

2.15 - 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 2013, 2012 e 1º de janeiro de 2012, não foi identificada necessidade de reconhecimento de perda por redução ao valor recuperável.

2.16 - Empréstimos, financiamentos e debêntures

As obrigações em moeda nacional e estrangeira são atualizadas pela variação monetária e pelas taxas efetivas de juros, incorridos até as datas dos balanços, de acordo com os termos dos contratos financeiros, deduzidas 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 nºs 553, de 12 de novembro de 2008 e 672, de 20 de outubro de 2011, que aprovaram, respectivamente, os CPCs 04 (R1) - Ativo Intangível e CPC 20 (R1) - Custos de Empréstimos.

Os ganhos decorrentes da aplicação temporária dos recursos obtidos com empréstimos específicos ainda não gastos com o ativo qualificável são deduzidos dos custos com empréstimos qualificados para capitalização.

Todos os outros custos com empréstimos são reconhecidos no resultado do exercício, quando incorridos.

2.17 - Taxas regulamentares

a) Reserva Global de Reversão (RGR)

Encargo do setor elétrico pago mensalmente pelas empresas concessionárias de energia elétrica, com a finalidade de prover recursos para reversão, expansão e melhoria dos serviços públicos de energia elétrica. Seu valor anual equivale a 2,5% dos investimentos efetuados pela concessionária em ativos vinculados à prestação do serviço de eletricidade, limitado a 3,0% de sua receita anual. A partir de 1º de janeiro de 2013, a Lei nº 12.783 extinguiu a arrecadação do RGR.

b) 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 acionadas 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.

c) 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.

d) 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.

e) 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.

f) 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.

2.18 - 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.

2.19 - 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 a 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.

2.20 - 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 atuário 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 600, de 7 de outubro de 2009.

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 perdas atuariais gerados por ajustes e alterações nas premissas atuariais dos planos de benefícios de pensão e aposentadoria e os compromissos atuariais relacionados ao plano de assistência médica são reconhecidos no resultado do exercício.

2.21 - Provisões

A Companhia registrou 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, cíveis e processos trabalhistas cobrindo uma ampla faixa de assuntos que advém 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 reais podem diferir das estimativas.

2.22 - Outros ativos e passivos circulantes e não circulantes

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).



2.23 - 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.

2.24 - Questões ambientais

A Companhia capitaliza gastos referentes a demandas ambientais consubstanciada 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, este na esfera estadual.

Os "condicionantes ambientais" correspondem a compensações que devem ser realizados 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.

2.25 - 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. Consequentemente, a Companhia concluiu que possui apenas um segmento passível de reporte.

2.26 - 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 7 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 ("CPC 09").

2.27 - Novos pronunciamentos contábeis

2.27.1 - Pronunciamentos técnicos revisados pelo CPC em 2013

Alguns pronunciamentos técnicos e interpretações emitidas pelo CPC foram revisados e têm a sua adoção obrigatória para o período iniciado em 1º de janeiro de 2012.

Segue abaixo a avaliação da Companhia dos impactos das alterações destes pronunciamentos e interpretações:

CPC 18 (R2)/IAS 28 - Investimento em Coligada, em Controlada e em Empreendimento Controlado em Conjunto - aprovado pela Deliberação CVM nº 696, de 13 de dezembro de 2012 (Aprovação do CFC em 25 de janeiro de 2013). A revisão desta norma não impactou as demonstrações financeiras da Companhia.

CPC 33 (R1)/IAS 19 - Benefícios a Empregados - aprovado pela Deliberação CVM nº 695, de 13 de dezembro de 2012 (Aprovação pelo CFC em 30 de janeiro de 2013). A revisão desta norma engloba alterações como a remoção do mecanismo do corredor, o conceito de retornos esperados sobre ativos do plano e esclarecimentos sobre valorizações e desvalorizações. Entrando em vigor para os períodos anuais iniciados em 1º de janeiro de 2013. A Companhia adotou a norma, tendo como impacto o reconhecimento da remoção do mecanismo do corredor no Patrimônio Líquido.

CPC 36 (R3) / IFRS 10 (IASB - BV 2012) - Demonstrações Consolidadas - aprovado pela Deliberação CVM nº 698, 20 dezembro de 2012 (Aprovação pelo CFC em 30 de janeiro de 2013). A revisão desta norma não impactou as demonstrações financeiras da Companhia.

CPC 44 - Demonstrações Combinadas - aprovado pela Deliberação CVM nº 708, de 2 de maio de 2013. A revisão desta norma não impactou as demonstrações financeiras da Companhia.

CPC 45 / IFRS 12 (IASB - BV 2012) - Divulgação de Participações em Outras Entidades - aprovado pela Deliberação CVM nº 697, de 13 de dezembro de 2012 (Aprovado pelo CFC em 25 de janeiro de 2013). A revisão desta norma não impactou as demonstrações financeiras da Companhia.

CPC 46/IFRS 13 - Mensuração do Valor Justo - aprovado pela Deliberação CVM nº 699, de 20 de dezembro de 2012 (Aprovado pelo CFC em 25 de janeiro de 2013). A revisão desta norma não impactou as demonstrações financeiras da Companhia.

OCPC 06 - Apresentação de Informações Financeiras Pro forma - aprovado pela Deliberação CVM nº 709 de 2 de maio de 2013. A revisão desta norma não impactou as demonstrações financeiras da Companhia.

2.28 - Reapresentação dos valores correspondentes

Em consonância com o CPC 23 - Políticas Contábeis, Mudanças nas Estimativas Contábeis e Correção de Erros e CPC 26 (R1) - Apresentação das Demonstrações Financeiras, os valores correspondentes aos balanços patrimoniais de 31 de dezembro e 1º de janeiro de 2012 e as informações contábeis relativas às demonstrações do resultado do exercício, dos fluxos de caixa e dos valores adicionados estão sendo reapresentados, de forma a demonstrar os ajustes decorrentes dos seguintes assuntos:

(a) Aplicação retrospectiva do CPC 33 (R1) / IAS 19 - Benefícios a empregados aprovado pela Deliberação CVM nº 695, de 13 de dezembro de 2012.

Os ajustes decorrentes da alteração da regra contábil englobam as alterações relativas à remoção do mecanismo do corredor e o conceito de retornos esperados sobre ativos do plano utilizando a mesma taxa de desconto utilizada no cálculo do passivo atuarial.

(b) Correção de erro na apropriação de custos aos ativos vinculados à infraestrutura da concessão. Em decorrência do processo de Revisão Tarifária Periódica, a Companhia realizou uma revisão dos custos não considerados pela ANEEL na determinação da Base de Remuneração Regulatória - BRR utilizada para fins de definição tarifária, visando validar a pertinência dos registros contábeis à luz das regras societárias.

Após essa revisão constatou-se que alguns gastos foram capitalizados como ativos sem terem aderência às disposições contidas no CPC 27 e CPC 04, que estabelecem os critérios de reconhecimento de ativo imobilizado e intangível, respectivamente. Em decorrência dessa revisão a Companhia procedeu aos ajustes retrospectivos dos registros contábeis indevidos, conforme dispôs o CPC 23 - Retificação de Erro. Os ajustes decorrentes da correção dos erros identificados impactaram na reversão dos gastos capitalizados indevidamente no ativo financeiro e intangível, estorno da atualização monetária sobre o ativo financeiro e da amortização acumulada dos montantes classificados como ativo intangível, e no aumento das despesas nos períodos em que as mesmas incorreram líquidos dos efeitos tributários e que foram ajustados contra lucros acumulados no balanço de abertura.

Em 2013 os registros contábeis para reconhecimento dos ativos estão em consonância com as referidas normas societárias.

(c) Correção de erro no reconhecimento do diferencial de energia comercializada proveniente da Eletrônuclear.

A Lei nº 12.111 de 9/12/2009 alterou a regulamentação referente à comercialização da energia proveniente da Eletrônuclear e estabeleceu que o pagamento à Eletrônuclear da receita decorrente da geração da energia de Angra 1 e 2 fosse rateado entre todas as distribuidoras.

A Resolução homologatória nº 1.406 de 21/12/2012 definiu os valores do diferencial a ser pago à Eletrônuclear por cada distribuidora nos anos de 2013 a 2015 e estabeleceu a cobertura tarifária por meio de um componente financeiro a ser considerado nos processos tarifários.

Esse custo de energia adicional no montante de R\$ 15.441 foi reconhecido em 31 de dezembro de 2012.

(d) Reclassificações

A seguir estão apresentados os efeitos desses ajustes sobre os saldos divulgados em 31 de dezembro e 1º de janeiro de 2012:

Balanços patrimoniais de 31 de dezembro e 1º de janeiro de 2012

ATIVO	01/01/12 (Divulgado)	Base de		Reclassificações para Melhor Apresentação	31/12/12		CPC 33 (R1)	RH 1406/ 12 Energia Eletrônuclear	Base de Remuneração Regulatória	31/12/12 (Reapresentado)
		CPC 33 (R1)	Remuneração Regulatória		01/01/12 (Reapresentado)	31/12/12 (Divulgado)				
CIRCULANTE										
Contas a receber de clientes e outros	(a) 815.392	-	-	6.459	821.851	677.858	-	-	-	677.858
Impostos e contribuições a recuperar	(b) 53.433	-	-	2.843	56.276	56.942	-	-	-	56.942
Despesas pagas antecipadamente	(b)/(c) 5.161	-	-	(2.854)	2.307	1.688	-	-	-	1.688
Serviços em curso	(d) 58.851	-	-	(48.546)	10.305	13.014	-	-	-	13.014
Outros ativos circulantes	(a)/(c) 294.641	-	-	(6.448)	288.193	241.544	-	-	-	241.544
TOTAL DO CIRCULANTE	1.227.478	-	-	(48.546)	1.178.932	991.045	-	-	-	991.045
NÃO CIRCULANTE										
Títulos e valores mobiliários	(e) 57.838	-	-	(49.804)	8.034	2.803	-	-	-	2.803
Impostos e contribuições diferidos	(f) 164.541	(4.533)	16.784	166.376	343.168	322.767	21.878	5.250	34.401	384.296
Benefício fiscal - ágio incorporado da controladora	(f) 212.392	-	-	(212.392)	-	-	-	-	-	-
Concessão do serviço público (ativo financeiro)	269.623	-	(156.148)	-	113.475	464.132	-	-	(206.232)	257.900
Outros ativos não circulantes	464.805	-	-	-	464.805	305.043	-	-	-	305.043
Intangível	1.660.840	-	51.247	-	1.712.087	1.785.195	-	-	49.516	1.834.711
TOTAL DO NÃO CIRCULANTE	2.830.039	(4.533)	(88.117)	(95.820)	2.641.569	2.879.940	21.878	5.250	(122.315)	2.784.753
ATIVO TOTAL	4.057.517	(4.533)	(88.117)	(144.366)	3.820.501	3.870.985	21.878	5.250	(122.315)	3.775.798
PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO										
CIRCULANTE										
Fornecedores	(g) 260.609	-	-	787	261.396	318.791	2.323	-	29.661	350.775
Taxas regulamentares	(d) / (g) 63.990	-	-	(34.700)	29.290	48.446	-	-	(29.661)	18.785
Outros passivos circulantes	596.169	-	-	596.169	571.628	571.628	-	-	-	571.628
TOTAL DO CIRCULANTE	920.768	-	-	(33.913)	886.855	938.865	2.323	-	-	941.188
NÃO CIRCULANTE										
Fornecedores	23.994	-	-	-	23.994	26.030	-	13.118	-	39.148
Empréstimos e financiamentos	(e) 609.251	-	-	(49.804)	559.447	587.417	-	-	-	587.417
Taxas regulamentares	(d) 52.930	-	-	(14.633)	38.297	43.213	-	-	-	43.213
Impostos e contribuições diferidos	(f) 46.016	-	-	(46.016)	-	-	-	-	-	-
Entidade de previdência privada	279.499	(13.334)	-	-	266.165	282.959	64.347	-	-	347.306
Outros passivos não circulantes	517.765	-	-	-	517.765	431.803	-	-	-	431.803
TOTAL DO NÃO CIRCULANTE	1.529.455	(13.334)	-	(110.453)	1.405.668	1.371.422	64.347	13.118	-	1.448.887
PATRIMÔNIO LÍQUIDO										
Outros resultados abrangentes	14.214	8.801	-	-	23.015	-	(42.469)	-	-	(42.469)
Prejuízo acumulado	-	-	(88.117)	-	(88.117)	-	(10.191)	(122.315)	-	(132.506)
Outros PL	1.593.080	-	-	-	1.593.080	1.560.698	-	-	-	1.560.698
Total do patrimônio líquido	1.607.294	8.801	(88.117)	-	1.527.978	1.560.698	(42.469)	(10.191)	(122.315)	1.385.723
PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO TOTAL	4.057.517	(4.533)	(88.117)	(144.366)	3.820.501	3.870.985	21.878	5.250	(122.315)	3.775.798

Reclassificações para melhor apresentação:

- (a) Reclassificação da Subvenção à baixa renda - tarifa social da linha de outros ativos circulantes para a linha de contas a receber de clientes e outros;
- (b) Reclassificação das contas PIS Efetivo e COFINS Efetivo, da linha de despesas pagas antecipadamente para a linha de impostos e contribuições a recuperar;
- (c) Reclassificação da conta encargos financeiros da linha de despesas pagas antecipadamente para a linha de outros ativos circulantes;
- (d) Os gastos relativos aos Projetos de Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética apropriados como serviços próprios em curso estão sendo apresentados líquidos dos recursos disponíveis para aplicação nesses programas, no grupo de Taxas Regulamentares;
- (e) Reclassificação de Títulos e valores mobiliários para apresentação líquida de empréstimos e financiamentos;
- (f) Os Impostos diferidos representam as diferenças temporárias determinadas pela comparação entre os valores contábeis de ativos e passivos, conforme orientação CPC 32;
- (g) Reclassificação do Encargo do Serviço do Sistema - ESS da linha de taxas regulamentares para a linha de fornecedores.

Demonstrações do Resultado referente ao exercício findo em 31 de dezembro de 2012

	31/12/12				
	Publicado	Eletrônuclear	Regulatória	Apresentação	Reapresentado
RECEITA LÍQUIDA	3.545.861	-	-	-	3.545.861
CUSTO DO SERVIÇO	(2.779.872)	(15.441)	(41.787)	-	(2.837.100)
LUCRO BRUTO	765.989	(15.441)	(41.787)	-	708.761
Despesas com vendas	(a) (509.714)	-	-	25.165	(484.549)
Despesas gerais e administrativas	(174.970)	-	-	-	(174.970)
LUCRO OPERACIONAL	81.305	(15.441)	(41.787)	25.165	49.242
Resultado financeiro	(58.592)	-	(10.028)	(25.165)	(93.785)
Receitas financeiras	127.811	-	(10.028)	-	117.783
Despesas financeiras	(a) (186.403)	-	-	(25.165)	(211.568)
LUCRO ANTES DO IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL	22.713	(15.441)	(51.815)	-	(44.543)
Imposto de renda e contribuição social	(7.585)	5.250	17.617	-	15.282
Corrente	553	-	-	-	553
Diferido	10.350	5.250	17.617	-	33.217
Imposto de renda - SUDENE	12	-	-	-	12
Amortização do benefício fiscal do ágio e reversão da PMIPL	(18.500)	-	-	-	(18.500)
LUCRO/(PREJUÍZO) LÍQUIDO DO PERÍODO	15.128	(10.191)	(34.198)	-	(29.261)

a) Reclassificação do passivo atuarial do operacional para a financeira.

Demonstrações das Mutações do Patrimônio Líquido referentes a 31 de dezembro e 1º de janeiro de 2012

	Em 01/01/12						Total do Patrimônio Líquido
	Capital Social	Reserva de Capital	Reserva de Lucros	Outros Resultados Abrangentes	Lucros Acumulados	Patrimônio Líquido	
Saldo Publicado	590.174	558.080	444.826	14.214	-	-	1.607.294
Efeitos CPC 33 (R1)	-	-	-	8.801	-	-	8.801
Base de Remuneração Regulatória	-	-	-	-	-	(88.117)	(88.117)
Total do Patrimônio Líquido Reapresentado	590.174	558.080	444.826	23.015	(88.117)	-	1.527.978
Em 31/12/12							
Saldo Publicado	590.174	558.080	412.444	-	-	-	1.560.698
Efeitos CPC 33 (R1)	-	-	-	(42.469)	-	-	(42.469)
RH 1406/12 Energia Eletrônuclear	-	-	-	-	(10.191)	(10.191)	(20.382)
Base de Remuneração Regulatória	-	-	-	-	(122.315)	(122.315)	(242.702)
Total do Patrimônio Líquido Reapresentado	590.174	558.080	412.444	(42.469)	(132.506)	-	1.385.723

Demonstração do Valor Adicionado referente ao exercício findo em 31 de dezembro de 2012

	31/12/12				
	Publicado	Eletrônuclear	Regulatória	Apresentação	Reapresentado
Receitas	4.659.168	-	-	-	4.659.168
Insumos adquiridos de terceiros					
Energia elétrica comprada para revenda	(1.910.691)	(15.441)	-	46.559	(1.879.573)
Encargos de uso da rede básica de transmissão	(202.477)	-	-	(46.559)	(249.036)
Outros	(827.121)	-	-	-	(827.121)
Total	(2.940.289)	(15.441)	-	-	(2.955.730)
Valor adicionado bruto	1.718.879	(15.441)	-	-	1.703.438
Amortização	(145.896)	-	(41.787)	-	(187.683)
Receitas financeiras	127.811	-	(10.028)	-	117.783
Valor adicionado total a distribuir	1.700.794	(15.441)	(51.815)	-	1.633.538
Pessoal					
Remunerações	85.144	-	-	(25.165)	59.979
Outros	57.202	-	-	-	



e) Provisão para créditos de liquidação duvidosa

A provisão para créditos de liquidação duvidosa é constituída em montante considerado suficiente pela Administração para fazer face às eventuais perdas na realização das contas a receber, levando em consideração as perdas históricas e uma avaliação individual das contas a receber com riscos de realização. A provisão é constituída com base nos valores a receber de consumidores residenciais vencidos há mais de 90 dias, consumidores comerciais vencidos há mais de 180 dias, consumidores industriais, rurais, poderes públicos, iluminação e serviços públicos vencidos há mais de 360 dias, bem como através de análise criteriosa para os clientes com débitos relevantes.

f) Benefícios pós-emprego

O custo do plano de aposentadoria com benefícios definidos e o valor presente da obrigação de aposentadoria são determinados utilizando métodos de avaliação atuarial. A avaliação atuarial envolve o uso de premissas sobre as taxas de desconto, taxas de retorno de ativos esperadas, aumentos salariais futuros, taxas de mortalidade e aumentos futuros de benefícios de aposentadorias e pensões. A obrigação de benefício definido é altamente sensível a mudanças nessas premissas. Todas as premissas são revisadas anualmente.

4 Terceiro Ciclo de Revisão Tarifária e Reajuste Tarifário

O Contrato de Concessão nº 026/2000, que regula a exploração dos serviços públicos de distribuição de energia elétrica na área de concessão da Celpe define a periodicidade para os processos de revisão tarifária. Em 29 de abril de 2013 entraram em vigor as novas tarifas, reconstruídas pelo processo da terceira revisão tarifária periódica.

As metodologias aplicáveis ao 3º ciclo de revisões tarifárias periódicas - 3CRTP foram definidas nos Módulos 2 e 7 do PRORET que tratam, respectivamente, do cálculo da revisão tarifária e da estrutura tarifária aplicável. Ambos os módulos foram aprovados em novembro de 2011 por meio das Resoluções ANEEL nºs 457/2011 e 464/2011.

A taxa de remuneração regulatória (WACC) incluída na tarifa cobrada aos clientes da Companhia foi de 11,36% antes dos impostos e corresponde à remuneração dos ativos que compõem a infraestrutura da concessão (ativo financeiro indenizável e intangível). A ANEEL, através da Resolução Homologatória nº 1.519 de 23 de abril de 2013, publicada no Diário Oficial da União do dia 29 de abril de 2013, homologou o resultado da Revisão Tarifária Periódica da Companhia, em 0,18%, sendo 1,60% referentes ao reposicionamento tarifário econômico e -1,42% relativos aos componentes financeiros pertinentes, o que corresponde a um efeito médio de 1,32% percebido pelos consumidores cativos.

As novas tarifas entraram em vigor a partir do dia 29 de abril de 2013 com vigência até 28 de abril de 2014.

Os consumidores industriais e comerciais de médio e grande porte, atendidos em alta tensão, tiveram reposicionamento médio de 0,19%. Para os consumidores atendidos em baixa tensão, que inclui os consumidores residenciais e baixa renda, o efeito médio foi de 1,97%.

Os índices aprovados pela ANEEL incidem nas tarifas já reduzidas de acordo com a Revisão Tarifária Extraordinária anunciada em 24 de janeiro de 2013, conforme dispõe a Lei nº 12.783/2013.

O Despacho ANEEL nº 1.102 de 12 de abril de 2013 estabeleceu a Base de Remuneração Líquida da Distribuição e da Geração de R\$ 2.173.352.

Conforme dispõe a Resolução ANEEL 457/11, o resultado do laudo de avaliação regulatória foi registrado na contabilidade regulatória da Companhia até o segundo mês subsequente à aprovação pela diretoria da ANEEL e os impactos societários estão contemplados nessas demonstrações intermediárias através da reclassificação.

5 Caixa e Equivalentes de Caixa

	31/12/13	31/12/12	01/01/12
Caixa e depósitos bancários à vista	17.150	13.459	12.316
Aplicações financeiras de liquidez imediata:			
Certificado de Depósito Bancário (CDB)	5.463	20.229	3.205
Fundos de investimento	126.655	158.914	221.267
	149.269	192.602	236.788

Caixa e equivalentes de caixa incluem caixa, depósitos bancários à vista e aplicações financeiras de curto prazo, os quais são registrados pelos valores de custo acrescidos dos rendimentos auferidos até as datas dos balanços, que não excedem o seu valor de mercado ou de realização.

A carteira de aplicações financeiras é constituída, principalmente, por Fundos de Investimentos Exclusivos, compostos por diversos ativos visando melhor rentabilidade com o menor nível de risco, tais como: operações compromissadas, CDBs e cotas de fundos. Os valores aplicados são convertidos em cotas com atualização diária e o cálculo do saldo do cotista é feito multiplicando o número de cotas adquiridas pelo valor da cota no dia.

As demais aplicações financeiras referem-se a Certificados de Depósito Bancário - CDBs, que correspondem a operações realizadas com instituições que operam no mercado financeiro nacional, contratadas pela empresa a percentuais que variam de 95% a 101%, do Certificado de Depósito Interbancário (CDI), tendo como característica alta liquidez e baixo risco de crédito.

6 Contas a Receber de Clientes e Outros

As contas a receber de clientes e outros estão compostas da seguinte forma:

	Ref.	31/12/13	31/12/12	01/01/12
Consumidores	(a)	1.216.143	1.301.184	1.345.253
Títulos a receber	(b)	22	2.214	2.257
Comercialização de energia na CCEE	(c)	28.557	53.063	27.447
Disponibilização do sistema de distribuição		14.787	19.779	15.273
Serviços prestados a terceiros		2.403	2.472	2.739
Serviços taxados e administrativos		47.036	51.100	63.140
Subvenções	(d)	57.418	33.296	6.459
Outros créditos		27.215	38.477	38.219
(e) Provisão para créditos de liquidação duvidosa	(e)	(615.520)	(578.130)	(263.766)
Total		778.061	923.455	1.237.021
Circulante		631.689	677.858	821.851
Não circulante		146.372	245.597	415.170

(a) Consumidores

	Saldo Vencidos		Total				PCLD		
	Saldo Vencidos Até 90 Dias	Mais de 90 Dias	31/12/13	31/12/12	01/01/12	31/12/13	31/12/12	01/01/12	
Sector privado									
Residencial	104.518	51.072	418.446	574.037	648.148	(419.854)	(412.510)	(141.145)	
Industrial	56.614	5.250	82.547	144.411	143.936	(81.023)	(63.809)	(45.505)	
Comercial, serviços e outras	75.202	14.481	57.827	147.509	165.092	(48.660)	(45.348)	(25.507)	
Rural	13.536	5.852	52.699	72.088	81.124	(26.480)	(24.845)	(28.491)	
	249.870	76.656	611.519	938.045	1.002.374	1.054.452	(576.017)	(546.512)	(240.648)
Sector público									
Poder público									
Federal	7.440	2.011	2.728	12.178	11.358	(1.546)	(1.155)	(1.358)	
Estadual	8.129	281	722	9.132	15.339	(1.471)	(1.099)	(1.292)	
Municipal	78.726	5.597	7.401	91.723	100.533	(5.400)	(5.649)	(12.464)	
	94.294	7.888	10.850	113.033	127.230	(132.867)	(8.417)	(7.903)	(15.114)
Iluminação pública	9.657	3.675	8.383	21.715	28.329	(7.182)	(2.386)	(1.783)	
Serviço público	20.643	1.053	6.861	28.557	31.482	(5.222)	(595)	(4.274)	
Fornecimento não faturado	114.793	-	-	114.793	111.769	84.828	-	-	
Total	489.257	89.273	637.614	1.216.143	1.301.184	1.345.253	(596.838)	(557.396)	(261.819)
Circulante									
Não circulante									

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 *pro rata temporis*.

(b) Títulos a receber

Referem-se aos parcelamentos de débitos financeiros, oriundos de débitos de agentes arrecadadores, aluguéis, custas processuais, dentre outros.

	Saldo Vencidos		Total				PCLD	
	Saldo Vencidos Até 90 Dias	Mais 90 Dias	31/12/13	31/12/12	01/01/12	31/12/13	31/12/12	01/01/12
Sector público	15	5	2	22	66	110	(27)	(44)
Sector privado	-	-	-	-	2.148	2.147	(2.025)	(1.903)
Total	15	5	2	22	2.214	2.257	(2.052)	(1.947)
Circulante	-	-	-	-	22	1.662	(1.555)	(1.104)
Não circulante	-	-	-	-	552	1.002	(497)	(843)

Os parcelamentos de débitos incluem juros e atualização monetária a taxas, prazos e indexadores comuns de mercado, e os valores, líquidos da PCLD, são considerados recuperáveis pela Administração da Companhia.

(c) 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 a incerteza de sua realização a Companhia constituiu Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa, em valor equivalente à totalidade do crédito. O saldo a receber em 31 de dezembro de 2013 é de R\$ 28.557 (R\$ 53.063 em 2012 e R\$ 27.447 em 1º de janeiro 2012).

(d) Subvenções

Baixa Renda - Tarifa Social

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.

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.

A referida subvenção é calculada mensalmente pela distribuidora e submetida à ANEEL para aprovação e homologação através de Despacho, após o qual ocorre o repasse.

O saldo a receber em 31 de dezembro de 2013 é R\$ 32.190, (R\$ 33.296 em 2012 e R\$ 6.459 em 2011), relativo às subvenções dos meses de novembro (R\$ 16.007) e dezembro (R\$ 16.183) de 2012.

CDE

Em 24 de Janeiro de 2013 foi publicada a Medida Provisória nº 605/2013 que atribuiu à Conta de Desenvolvimento Energético - CDE, além de suas finalidades originais, o custeio de vários dos descontos incidentes sobre as tarifas aplicáveis aos usuários do serviço público de distribuição de energia elétrica. Na mesma data foi publicado o Decreto nº 7.891/2013 estabelecendo que os descontos custeados pela CDE fossem retirados da estrutura tarifária das concessionárias de distribuição por ocasião da Revisão Extraordinária.

O saldo a receber em 31 de dezembro de 2013 é de R\$ 25.228, relativo à subvenção de outubro a dezembro de 2013 no valor mensal de R\$ 8.409.

(e) 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.

Dois mudanças impactaram nas estratégias de cobrança da Companhia, conforme descrito a seguir:

a) as decorrentes das regras comerciais promovidas pela Resolução ANEEL 414/10, que estabeleceu restrições aos cortes de consumidores inadimplentes; b) os reflexos da Lei 12.212/10 e Decreto 7.583/11, que impactaram a política de diferenciação de tarifas existentes para o grupo de baixa renda, visto que antes a análise era realizada anteriormente, considerando tão somente o consumo em kWh ou a auto declaração para determinar se o cliente era apto ou não a receber a tarifa diferenciada. Com a referida Lei, passou a ser exigido o seu efetivo cadastramento nos planos sociais do Governo, o NIS - Número de Identificação Social, o BPC - Benefício de Prestação Continuada ou NB - Número do Benefício. Tal alteração desencadeou o descredenciamento de mais de 770 mil clientes, que passaram a ter sua fatura com a tarifa cheia, além de pagar o ICMS, encarecendo a conta de energia desse segmento de clientes, e levando a Companhia a deixar de receber a respectiva subvenção.

Do total de clientes da Celpe, que corresponde a cerca de 3,2 milhões de consumidores, a Companhia, preventivamente, selecionou um grupo de clientes com perfil vulnerável às mudanças acima citadas, definindo uma estratégia específica de cobrança. Este grupo foi denominado de Conjunto Monitorado, correspondendo a cerca de 360 mil clientes. Nesse conjunto a maior concentração era de clientes da classe residencial e dentro desta classe, a maioria possuía perfil de baixo consumo de energia.

A Administração da Companhia, através de seus órgãos representativos - Diretoria Executiva e Conselho de Administração, além do Comitê de Auditoria, baseada em sua experiência das perdas efetivas da Companhia e em seu melhor entendimento do cenário econômico e regulatório, ainda em 2011, resolveu dar um tratamento especial aos clientes mais vulneráveis às mudanças regulatórias e legais já mencionadas acima.

O Conjunto Monitorado seguiu seu cronograma de cobrança previsto e durante 2012 os lotes foram devidamente acionados, e todas as ações de cobrança realizadas. Não houve nenhuma alteração da política de contabilização da PCLD em 2012, tão somente o cumprimento do cronograma inicialmente previsto e iniciado em julho de 2011 e finalizado em dezembro de 2012. Os clientes acionados que não responderam as ações de cobrança, tiveram seus débitos lançados integralmente à PCLD.

A partir do segundo semestre de 2011, a Companhia realizou uma readequação de seus processos de cobrança, contemplando a restrição de ações de reparcelamento e intensificando as ações de campo para os consumidores inadimplentes contumazes. Dessa forma, para aqueles consumidores que não responderam às novas ações de cobrança, a Companhia realizou o provisionamento de seus débitos. 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.

	Consumidores	Títulos a Receber	Outros	Créditos	Total
Saldo em 1º de janeiro de 2012	(261.819)	(1.947)	-	-	(263.766)
Adições	(351.328)	(502)	(18.682)	(370.512)	
Reversões	55.751	397	-	-	56.148
Saldo em 31 de dezembro de 2012	(557.396)	(2.052)	(18.682)	(578.130)	
Adições	(48.671)	-	-	-	(48.671)
Reversões	9.229	2.052	-	-	11.281
Saldo em 31 de dezembro de 2013	(596.838)	-	(18.682)	(615.520)	

7 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	31/12/13	31/12/12	01/01/12
Banco do Brasil		Fundo BB Polo	(*)	CDI	1.061	-	17.750
Banco Itaú		CDB	jul-12	CDI	-	-	126
Banco Itaú	(a)	CDB	out-13	CDI	-	-	307
Bradesco	(a)	Fundo de Investimento	(*)	CDI	4	1.119	7.502
Bradesco	(a)	LFT	mar-13	CDI	517	22	226
Caixa Econômica Federal	(a)	CDB	diversos	CDI	103	5.230	224
Caixa Econômica Federal		LFT	diversos	CDI	-	-	6.261
Votorantim	(a)	CDB	dez-12	CDI	-	-	112
Votorantim	(a)	CDB	dez-12	CDI	-	-	1.194
Caixa Econômica Federal		Fundo de Investimento	(*)	Variável	-	1.397	565
Banco Itaú	(a)	CDB	jul-13	CDI	72	68	-
Caixa Econômica Federal	(a)	CDB	diversos	CDI	-	-	1.684
Votorantim	(a)	CDB	dez-13	CDI	21	44	-
Bradesco	(a)	LFT	diversos	CDI	765	-	-
Caixa Econômica Federal	(a)	CDB	diversos	CDI	5.871	-	-
Total					8.414	9.564	34.267
Circulante					2.023	6.761	26.233
Não circulante					6.391	2.803	8.034

(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:

	Saldo em 1º de janeiro de 2012	34.267
Aplicações		197.200
Resgates		(222.693)
Remuneração		790
Saldo em 31 de dezembro de 2012		9.564
Aplicações		204.314
Resgates		(205.779)
Remuneração		315
Saldo em 31 de dezembro de 2013		8.414

8 Recursos CDE

	Ref.	31/12/13
Encargos de serviço de sistema	(a)	2.876
Risco hidrológico	(b)	7.882
Total		10.758

A partir de outubro de 2012, verificou-se uma mudança no cenário energético que impactou no Preço de Liquidação de Diferenças - PLD e resultou no intenso despacho de usinas termoeletricas, visando evitar o esgotamento dos reservatórios das hidroelétricas.

Adicionalmente, em janeiro de 2013, em decorrência da implementação das regras previstas na Lei nº 12.783/2013, da não realização do leilão A-1 em 2012 e de outras frustrações contratuais, a situação foi agravada com a insuficiência de energia contratada.

De modo a evitar que tais elevações de custos pudessem onerar as tarifas dos consumidores finais, foi publicado em 8 de março de 2013 o Decreto nº 7.945, que possibilitou que a Conta de Desenvolvimento Energético - CDE, além de suas demais finalidades, custeasse também os valores adicionais necessários à aquisição de energia elétrica em razão de segurança energética e à exposição involuntária das distribuidoras no mercado de curto prazo, cujos custos têm repasses previstos às tarifas dos consumidores finais no processo tarifário.

Os efeitos do Decreto 7.945, a título do repasse de recursos da CDE, iniciaram-se a partir das operações do mercado de curto prazo de janeiro de 2013 ocorreram ao longo do ano de 2013, levando em conta os resultados do processo de contabilização mensal, no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE. O referido decreto atribuiu à ANEEL a



Como a base tributável do IR e da CSLL decorre não apenas do lucro que pode ser gerado, mas também da existência de receitas não tributáveis, despesas não dedutíveis, incentivos fiscais e outras variáveis, não existe uma correlação imediata entre o lucro líquido da Companhia e o resultado de IR e CSLL. Portanto, a expectativa da utilização dos créditos fiscais não deve ser tomada como único indicativo de resultados futuros da Companhia.

A seguir é apresentada reconciliação da (receita) despesa dos tributos sobre a renda divulgados e os montantes calculados pela aplicação das alíquotas oficiais em 31 de dezembro de 2013 e 2012.

Ref.	31/12/13		31/12/12	
	IR	CSLL	IR	CSLL
Lucro contábil antes do imposto de renda e contribuição social	136.874	136.874	(44.543)	(44.543)
Amortização do ágio e reversão da PMIPL	(17.682)	(17.682)	(18.500)	(18.500)
Ajustes decorrentes do RTT	(a) 50.044	50.044	58.854	58.854
Lucro antes do imposto de renda e contribuição social após ajuste RTT	169.236	169.236	(4.189)	(4.189)
Alíquota do imposto de renda e contribuição social	25%	9%	25%	9%
Imposto de renda e contribuição social às alíquotas da legislação	42.309	15.231	(1.047)	(377)
Ajustes ao lucro líquido que afetam o resultado fiscal do período:				
(+) Adições				
Contribuições e doações	66	23	68	25
Multas indutíveis	43	16	26	9
Depreciação veículos executivos	43	16	39	14
Excesso despesas previdenciárias	4.330	1.559	3.986	1.435
Participação no resultado	148	53	318	115
Outras adições	1.404	506	267	96
	6.034	2.173	4.704	1.694
(-) Exclusões				
Reversão da provisão do ágio	(8.581)	(3.089)	(8.978)	(3.232)
Incentivo fiscal SUDENE	(7.738)	-	(12)	-
Incentivos audiovisual/rouanet e PAT	(401)	-	-	-
Outras exclusões	(976)	(346)	(1.473)	(404)
	(17.696)	(3.435)	(10.463)	(3.636)
Imposto de renda e contribuição social no período	30.647	13.969	(6.806)	(2.319)
Prejuízo fiscal e base negativa de contribuição social gerado (compensado)	972	352	-	-
Diferido de diferença temporária de RTT	(29.007)	(4.504)	(19.360)	(5.297)
Imposto de renda e contribuição social no resultado	2.612	9.817	(26.166)	(7.616)
Corrente	1.544	3.493	(512)	(53)
Recolhidos e pagos	7.301	10.096	5.560	6.028
Compensados e deduzidos	8.728	1.335	7.134	1.532
Impostos antecipados a recuperar	(14.485)	(7.938)	(13.206)	(7.613)
Diferido	1.068	6.324	(25.654)	(7.563)
	2.612	9.817	(26.166)	(7.616)

(a) Regime Tributário de Transição - RTT

A Medida Provisória 449/2008, de 3 de dezembro de 2008 convertida na Lei 11.941/09, instituiu o RTT - Regime Tributário de Transição, que tem como objetivo neutralizar os impactos dos novos métodos e critérios contábeis introduzidos pela Lei 11.638/07, na apuração das bases de cálculos de tributos federais.

A aplicação do RTT foi opcional para os anos de 2008 e 2009 e obrigatória a partir de 2010 para as pessoas jurídicas sujeitas ao Imposto de Renda da Pessoa Jurídica ("IRPJ") de acordo com a sistemática de lucro real ou de lucro presumido.

A Companhia efetuou sua opção pela adoção do RTT na Declaração de Informações Econômico-Fiscais da Pessoa Jurídica de 2009, (DIPJ) ano-calendário 2008 e adicionalmente em 30 de novembro de 2009 efetuou a elaboração do Controle Fiscal Contábil de Transição (FCONT) criado pela Instrução Normativa 949/2009 da Receita Federal do Brasil.

Foram excluídos na apuração das bases de cálculos dos tributos federais da Companhia, conforme determinado no RTT, os ajustes contábeis decorrentes da aplicação dos CPC's: 00 Estrutura Conceitual Básica (Reconhecimento de ativos e passivos regulatórios), 04 (Ativo Intangível), 08 (Custo de Transação e Prêmios na Emissão de Títulos e Valores Mobiliários), 20 (R1) (Custos de Empréstimos), 33 (Benefícios a Empregados), 38 (Instrumentos Financeiros) e ICPC 01 (R1) (Contratos de Concessão).

(II) Benefício fiscal - ágio incorporado da controladora

O benefício fiscal do ágio incorporado refere-se ao crédito fiscal calculado sobre o ágio de aquisição incorporado e está registrado de acordo com os conceitos das Instruções CVM nºs 319/99 e 349/01. Os registros contábeis mantidos para fins societários e fiscais da Companhia apresentam contas específicas relacionadas com ágio incorporado, provisão para manutenção da integridade do patrimônio líquido e amortização, reversão e crédito fiscal correspondentes, cujos saldos em 31 de dezembro de 2013, 2012 e 1º de janeiro de 2012 são como segue:

	CELPE	Ano	CELPE
Ágio - incorporado		1.494.454	
Provisão constituída		(986.340)	
Benefício fiscal		508.114	
Amortização acumulada		(869.772)	
Reversão acumulada		574.050	
Saldos em 1º de janeiro de 2012		212.392	
Amortização		(54.413)	
Reversão		35.912	
Saldos em 31 de dezembro de 2012		193.891	
Amortização		(52.007)	
Reversão		34.325	
Saldos em 31 de dezembro de 2013		176.209	
Ativo não circulante		176.209	

O ágio fiscal está sendo amortizado pelo exercício remanescente de exploração da concessão, desde agosto de 2001, em 336 parcelas mensais e segundo a projeção anual de rentabilidade futura, como determina a Resolução ANEEL nº 192, de 31 de maio de 2001, conforme curva abaixo:

Ano	CELPE	Ano	CELPE
2013	0,03480	2021	0,02238
2014	0,03342	2022	0,02140
2015	0,03202	2023	0,02045
2016	0,02918	2024	0,01860
2017	0,02798	2025	0,01773
2018	0,02682	2026	0,01690
2019	0,02573	2027	0,01609
2020	0,02335	2028	0,01476

13 Depósitos Judiciais

Estão classificados neste grupo os depósitos judiciais recursais à disposição da justiça para permitir a interposição de recurso, nos termos da lei.

	31/12/13	31/12/12	01/01/12
Trabalhistas	15.076	8.437	7.172
Cíveis	20.574	16.715	12.955
Fiscais:	12.203	11.713	10.393
PI/S/COFINS	1.080	946	111
Impostos municipais	3.582	3.283	2.844
INSS	1.147	1.090	1.032
IOF	6.265	6.265	6.265
Outros	129	129	141
Total	47.853	36.865	30.520

Os depósitos judiciais são atualizados mensalmente, pelos índices aplicáveis para a atualização das cadernetas de poupança (TR), nos casos de depósitos de natureza cível e trabalhista e para a atualização dos valores relativos a débitos tributários (Taxa SELIC) para os depósitos de natureza fiscal/tributária.

14 Concessão de Serviço Público (Ativo Financeiro)

O Contrato de Concessão de Serviços Públicos de Energia Elétrica nº 26, de 30 de março de 2000 e aditivos posteriores, celebrados entre a União (Poder Concedente - Outorgante) e a Companhia (Concessionária - Operador) regulamentam a exploração dos serviços públicos de distribuição de energia elétrica pela Companhia, onde:

- ✓ O contrato estabelece quais os serviços que o operador deve prestar e para quem (classe de consumidores) os serviços devem ser prestados;
- ✓ O contrato estabelece padrões de desempenho para prestação de serviço público, com relação à manutenção e à melhoria da qualidade no atendimento aos consumidores, e o operador tem como obrigação, na entrega da concessão, devolver a infraestrutura nas mesmas condições em que a recebeu na assinatura desses contratos. Para cumprir com essas obrigações, são realizados investimentos constantes durante todo o prazo da concessão. Portanto, os bens vinculados à concessão podem ser repostos, algumas vezes, até o final da concessão;
- ✓ Ao final da concessão os ativos vinculados à infraestrutura devem ser revertidos ao poder concedente mediante pagamento de uma indenização; e
- ✓ O preço é regulado através de mecanismo de tarifa estabelecido nos contratos de concessão com base em fórmula paramétrica (Parcelas A e B), bem como são definidas as modalidades de revisão tarifária, que deve ser suficiente para cobrir os custos, a amortização dos investimentos e a remuneração pelo capital investido.

Com base nas características estabelecidas no contrato de concessão de distribuição de energia elétrica da Companhia, a Administração entende que estão atendidas as condições para a aplicação da Interpretação Técnica ICPC 01 (R1) - Contratos de Concessão, a qual fornece orientações sobre a contabilização de concessões de serviços públicos a operadores privados, de forma a refletir o negócio de distribuição elétrica, abrangendo:

(a) Parcela estimada dos investimentos realizados e não amortizados ou depreciados 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; e

(b) Parcela remanescente à determinação do ativo financeiro (valor residual) classificada como um ativo intangível em virtude de a sua recuperação estar condicionada à utilização do serviço público, neste caso, do consumo de energia pelos consumidores (vide nota explicativa nº 15).

A infraestrutura recebida ou construída da atividade de distribuição é recuperada através de dois fluxos de caixa, a saber: (a) parte através do consumo de energia efetuado pelos consumidores (emissão do faturamento mensal da medição de energia consumida/vendida) durante o prazo da concessão; e (b) parte como indenização dos bens reversíveis no final do prazo da concessão, esta a ser recebida diretamente do Poder Concedente ou para quem ele delegar essa tarefa.

Essa indenização será efetuada com base nas parcelas dos investimentos vinculados a bens reversíveis, ainda não amortizados ou depreciados, que tenham sido realizados com o objetivo de garantir a continuidade e atualidade do serviço concedido.

A Lei nº 12.783/13, dentre outras deliberações, determinou que a indenização a ser paga pelo poder concedente pela reversão dos bens atrelados ao serviço público de distribuição de energia será baseada no VNR não amortizado até o término da concessão, adotando-se o banco de preços homologados pela ANEEL.

A movimentação dos saldos referentes à concessão de serviço público (ativo financeiro) está assim apresentada:

	Ref.	
Saldos em 1º de janeiro de 2012		113.475
Baixas	(a)	(19.970)
Transferências		146.335
Atualização monetária/valor justo		18.060
Saldos em 31 de dezembro de 2012		257.900
Baixas		(2.394)
Transferências	(b) / (c)	86.183
Atualização monetária/valor justo		14.860
Saldos em 31 de dezembro de 2013		356.549

(a) Conforme mencionado na Nota 2, item 2.3, em decorrência do processo de Revisão Tarifária Periódica a Companhia realizou uma revisão nos gastos capitalizados aos ativos vinculados à infra-estrutura da concessão e identificou itens que não se enquadram para reconhecimento como ativo e procedeu ajustes retrospectivos dos registros contábeis indevidos conforme CPC 23 - Retificação de Erro.

(b) Redistribuição da infraestrutura que é classificada no ativo financeiro e no ativo intangível a partir do Laudo da Base de Remuneração Regulatória do 3CRT, Despacho ANEEL nº 1.073 de 11 de abril de 2013, sem impactar os demais procedimentos contábeis decorrentes da adoção da ICPC01 e da OCPC05.

(c) Transferência do Intangível em curso em decorrência do processo de novos ativos incorporados no montante de R\$ 81.213, líquida da transferência para o intangível em serviço em decorrência de reclassificação no montante de R\$ 4.970.

A concessão da Companhia não é onerosa, desta forma, não há obrigações financeiras fixas e pagamentos a serem realizados ao Poder Concedente. A concessão outorgada tem prazo de vigência de 30 anos, encerrando-se em março de 2030. O contrato de concessão prevê a possibilidade de prorrogação da vigência, a critério exclusivo do Poder Concedente, mediante requerimento da concessionária.

Em caso de extinção da concessão pelo advento do termo final do contrato ou outra das hipóteses que prevê, operar-se-á, de pleno direito, a reversão, ao Poder Concedente, dos bens vinculados ao serviço, procedendo-se aos levantamentos, avaliações e determinação do montante de indenização devida à Companhia, observados os valores e as datas de sua incorporação ao sistema elétrico.

15 Intangível

Por natureza, o intangível está constituído da seguinte forma:

		31/12/13	31/12/12	01/01/12			
Taxas Anuais Médias							
Ponderadas de Amortização (%)							
Amortização	Custo	Acumulada	Obrigações Especiais	Valor Líquido			
Valor Líquido	Valor Líquido	Valor Líquido	Valor Líquido	Valor Líquido			
Em serviço							
Direito de uso da concessão	4,69	3.383.269	(1.519.228)	(177.236)	1.686.805	1.679.529	1.522.571
Em curso							
Direito de uso da concessão		294.715	-	(31.443)	263.272	155.182	189.516
Total		3.677.984	(1.519.228)	(208.679)	1.950.077	1.834.711	1.712.087

A movimentação do saldo do intangível está demonstrada a seguir:

		Em Serviço		Em Curso		Total			
		Custo	Acumulada	Obrigações Especiais	Líquido	Custo	Obrigações Especiais	Líquido	Total

Saldos em 1º de janeiro de 2012	3.106.120	(1.384.084)	(199.466)	1.522.571	195.709	(6.193)	189.516	1.712.087
Adições	-	-	-	-	513	(33.716)	98	98
Baixas	(251.855)	217.626	513	(145.897)	-	-	(145.897)	
Amortizações	-	(155.570)	9.673	(145.897)	-	-	(145.897)	
Transferências - Intangíveis	545.964	-	(7.655)	538.309	(545.964)	7.655	(538.309)	-
Transferências -								
Ativos financeiros	(187.291)	-	16.010	(171.281)	-	-	-	(171.281)
Transferências - Outros	25.137	(55.594)	-	(30.457)	(1.368)	-	(1.368)	(31.825)
Saldos em 31 de dezembro de 2012	3.238.075	(1.377.622)	(180.925)	1.679.529	161.553	(6.371)	155.182	1.834.711
Adições	-	-	-	-	380.605	(25.208)	355.397	355.397
Baixas	(28.196)	19.037	-	(9.159)	(693)	-	(693)	(9.852)
Amortizações	-	(161.889)	9.440	(152.449)	-	-	(152.449)	
Transferências - Intangíveis	170.455	-	(5.751)	164.703	(170.455)	5.751	(164.703)	-
Transferências - Ativos financeiros	(4.970)	-	-	(4.970)	(84.304)	3.091	(81.213)	(86.183)
Transferências - Outros	7.905	1.245	-	9.150	8.008	(8.706)	(698)	8.452
Saldos em 31 de dezembro de 2013	3.383.269	(1.519.228)	(177.236)	1.686.805	294.715	(31.443)	263.272	1.950.077

A agência reguladora ANEEL é responsável por estabelecer a vida útil-econômica estimada de cada bem integrante da infraestrutura de distribuição, para efeitos de determinação da tarifa, bem como para apuração do valor da indenização dos bens reversíveis no vencimento do prazo da concessão. Essa estimativa é revisada periodicamente e aceita pelo mercado como uma estimativa razoável/adequada para efeitos contábeis e regulatórios e que representa a melhor estimativa de vida útil-econômica dos bens.

A Administração da Companhia entende que a amortização do ativo intangível deve respeitar a vida útil-econômica estimada de cada bem integrante do conjunto de bens tangíveis contidos na infraestrutura de distribuição. Assim sendo, esses bens devem ser amortizados de forma linear, respeitando a vida útil de cada um deles, limitada ao prazo de vencimento da concessão. Como resultado da utilização desse critério de amortização, o total do ativo intangível será sempre amortizado de forma não linear.

O valor residual de cada bem que ultrapassa o prazo do vencimento da concessão está alocado como concessão de serviço público (ativo financeiro) (vide nota explicativa nº 14).

A Resolução Normativa ANEEL nº 474 de 07/02/2012 estabeleceu novas taxas de depreciação para os ativos em serviço outorgado no setor elétrico, com vigência a partir de 1º de janeiro de 2012, determinando alteração na vida útil-econômica dos bens integrantes da infraestrutura de distribuição.

Anteriormente à edição da Resolução ANEEL 474, a vida útil média do conjunto de ativos da Companhia era em torno de 22 anos, variando entre 21 e 24 anos. Com a implementação da Resolução ANEEL 474, a vida útil desses ativos passou a se situar entre 25 e 28 anos, com média de 26 anos, o que corresponde ao acréscimo de 4 anos em relação à vida útil econômica média anterior.

Considerando esse aumento da vida útil, houve uma diminuição da amortização e um aumento da parcela residual da infraestrutura que a Companhia espera receber como indenização ao final do período da Concessão.

Obrigações vinculadas à concessão do serviço público de energia elétrica

As obrigações especiais (não remuneradas) representam as contribuições da União, dos Estados, dos Municípios e dos Consumidores, bem como as doações não condicionadas a qualquer retorno em favor do doador e as subvenções destinadas a investimentos na concessão do serviço público de energia elétrica na atividade de distribuição.

As obrigações especiais estão sendo amortizadas às mesmas taxas de amortização dos bens que compõem a infraestrutura, usando-se uma taxa média, a partir do segundo ciclo de revisão tarifária periódica.

Ao final da concessão o valor residual das obrigações especiais será deduzido do ativo financeiro de indenização.

16 Fornecedores

A composição do saldo em 31 de dezembro de 2013, 2012 e 1º de janeiro de 2012 é como segue:

	31/12/13	31/12/12	01/01/12
Fornecedores	255.820	272.641	187.456
Energia elétrica:			
Terceiros	173.582	200.163	119.306
Partes relacionadas	82.238	72.478	68.150
Encargos de uso da rede	29.329	52.701	21.413
Terceiros	29.267	52.629	21.345
Partes relacionadas	62	72	68
Materiais e serviços	70.458	38.551	52.527
Terceiros	70.004	38.162	51.259
Partes relacionadas	454	389	1.268
Energia livre	28.186	26.030	23.994
Total	383.793	389.923	285.390
Circulante	349.048	350.775	261.396
Não circulante	34.745	39.148	23.994



Fonte	Assinatura	Moeda	Objetivo	Juros	Swap	Vencimento	Garantias
BNDES 7 - FINEM (D3)	23/12/09	R\$	Expansão/Melhoramento de Redes	TJLP + 3,12% a.a.	Não aplicável	2015	Aval Neoenergia
BNDES 7 - FINEM (E3)	23/12/09	R\$	Expansão/Melhoramento de Redes	4,5% a.a.	Não aplicável	2015	Aval Neoenergia
BANCO DO BRASIL	06/05/10	R\$	Rest. da Dívida	108% CDI	Não aplicável	2021	Clean
BNDES 7 - FINEM (Q4)	23/12/09	R\$	Expansão/Melhoramento de Redes	5,5% a.a.	Não aplicável	2016	Aval Neoenergia
BNDES 7 - FINEM (O4)	23/12/09	R\$	Expansão/Melhoramento de Redes	TJLP + 1,82% a.a.	Não aplicável	2016	Aval Neoenergia
BNDES 7 - FINEM (P4)	23/12/09	R\$	Expansão/Melhoramento de Redes	TJLP + 2,82% a.a.	Não aplicável	2016	Aval Neoenergia
BNDES 7 - FINEM (O8)	23/12/09	R\$	Expansão/Melhoramento de Redes	TJLP + 1,82% a.a.	Não aplicável	2018	Aval Neoenergia
BNDES 7 - FINEM (P8)	23/12/09	R\$	Expansão/Melhoramento de Redes	TJLP + 2,82% a.a.	Não aplicável	2018	Aval Neoenergia
BNDES 7 - FINEM (O8)	23/12/09	R\$	Expansão/Melhoramento de Redes	5,5% a.a.	Não aplicável	2018	Aval Neoenergia
BANCO DO BRASIL	28/01/11	R\$	Rest. da Dívida	108% CDI	Não aplicável	2021	Clean
BNDES 7 - FINEM (A8)	23/12/09	R\$	Expansão/Melhoramento de Redes	TJLP + 1,82% a.a.	Não aplicável	2017	Aval Neoenergia
BNDES 7 - FINEM (B8)	23/12/09	R\$	Expansão/Melhoramento de Redes	TJLP + 2,82% a.a.	Não aplicável	2017	Aval Neoenergia
FINEP 2011	25/11/11	R\$	Investimento em Distribuição e Eficiência Energética	4% a.a.	Não aplicável	2018	Aval Neoenergia
BNDES 8 - FINEM (A2)	27/06/13	R\$	Expansão/Melhoramento de Redes	TJLP + 1,70%	Não aplicável	2021	Aval Neoenergia
BNDES 8 - FINEM (B2)	27/06/13	R\$	Expansão/Melhoramento de Redes	TJLP + 2,70%	Não aplicável	2021	Aval Neoenergia
BNDES 8 - FINEM (C2)	27/06/13	R\$	Expansão/Melhoramento de Redes	TJLP + 1,70%	Não aplicável	2021	Aval Neoenergia
BNDES 8 - FINEM (D2)	27/06/13	R\$	Expansão/Melhoramento de Redes	TJLP + 2,70%	Não aplicável	2021	Aval Neoenergia
BNDES 8 - FINEM (E2)	27/06/13	R\$	Expansão/Melhoramento de Redes	3% a.a.	Não aplicável	2023	Aval Neoenergia
CITIBANK	03/12/13	US\$	Cobertura de caixa	Libor USD 3M + 0,97% a.a. + vc	104,5% CDI	2018	Aval Neoenergia

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	31/12/13		31/12/12		01/01/12	
	R\$	%	R\$	%	R\$	%
Juros pré-fixados	189.944	22,9%	431.234	54,1%	443.674	55,6%
TJLP	418.145	50,5%	277.015	34,7%	245.933	30,8%
TR	7	-	17	-	52	-
CDI	220.003	26,6%	89.131	11,2%	81.701	10,2%
Total	828.099	100,0%	797.397	100,0%	771.360	96,7%
Principal	826.636		729.461		731.497	
Encargos	1.463		67.936		39.863	

Moeda	Moeda de Origem	31/12/13		31/12/12		01/01/12	
		R\$	%	R\$	%	R\$	%
Dólar norte-americano	17.000	38.517	90,8%	-	0,0%	-	-
Euro	1.741	3.917	9,2%	1.993	5,007	100,0%	2.496
Total	42.434	42.396	5,007	5,007	6,539	6,539	6,539
Principal		42.396		5.007		6.539	
Encargos		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 2013, 2012 e 1º de janeiro de 2012:

Moeda/Indexador	Variação %		
	31/12/13	31/12/12	01/01/12
EURO	19,90	10,73	9,25
Dólar norte-americano	14,64	8,94	12,58
IGP-M	5,51	7,82	5,10
FINEL	-	-	1,00
TJLP	5,00	5,75	6,00
CDI	8,05	8,95	11,64
SELIC	8,30	8,66	11,84
TR	0,19	0,38	1,26

Os vencimentos das parcelas do não circulante são os seguintes:

	31/12/13			31/12/12			01/01/12		
	Dívida	Custos	Total	Dívida	Custos	Total	Dívida	Custos	Total
2013	-	-	-	-	-	98.563	(816)	-	97.747
2014	-	-	-	327.301	(188)	327.113	309.686	(165)	309.521
2015	169.110	(127)	168.983	115.228	(104)	115.124	89.836	(85)	89.751
2016	154.859	(65)	154.794	89.334	(46)	89.288	63.831	(33)	63.799
2017	129.759	(26)	129.733	64.288	(19)	64.269	35.971	(10)	35.961
2018	125.568	(5)	125.563	25.215	(3)	25.212	11.694	-	11.694
2019	55.859	-	55.859	87	-	87	87	-	87
Após 2019	106.495	-	106.495	691	-	691	691	-	691
Total obrigações	741.650	(223)	741.427	622.144	(360)	621.784	610.360	(1.109)	609.251
(-) Garantias depósitos vinculados		(21.161)		(34.367)		(49.804)			
Total		720.266		587.417		559.447			

A mutação dos empréstimos e financiamentos é a seguinte:

	Moeda Nacional		Moeda Estrangeira		Total
	Passivo Circulante	Não Circulante	Passivo Circulante	Não Circulante	
Saldos em 1º de janeiro de 2012	167.108	554.448	1.540	4.999	728.095
Ingressos	18.730	127.453	-	-	146.183
Encargos	64.751	-	260	-	65.011
Variação monetária e cambial	-	-	132	499	631
Swap	-	(6.791)	(434)	(394)	(7.619)
Efeito cumulativo marcação a mercado	-	(67)	3	3	(61)
Transferências	107.442	(107.442)	1.335	(1.335)	-
Amortizações e pagamentos de juros	(178.860)	(11)	(1.601)	-	(180.472)
(-) Mov. depósitos em garantia	(7.118)	15.436	-	-	8.318
(-) Custos de transação	213	619	-	-	832
Saldos em 31 de dezembro de 2012	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
Variação monetária e cambial	-	-	271	1.433	1.704
Swap	12.035	(2.442)	158	(1.148)	8,603
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
(-) Custos de transação	636	149	-	-	785
Saldos em 31 de dezembro de 2013	127.420	679.518	1.686	40.748	849.372

(c) Condições restritivas financeiras (covenants):

Os contratos do BNDES e do Citibank preveem a manutenção de índices financeiros com parâmetros preestabelecidos, como segue:
Citibank 4131: Dívida Líquida/EBITDA menor ou igual a 4 e EBITDA/Resultado Financeiro maior ou igual a 2.
BNDES Finem 7: Patrimônio Líquido / Exigível total ≥ 45%, Ebitda / Receita operacional líquida ≥ 20%, Ebitda / Serviço da Dívida ≥ 1,2, Ativo Circulante / Passivo Circulante ≥ 0,4.
BNDES Finem 8: Dívida Líquida/EBITDA menor ou igual a 3,5 e EBITDA/Resultado Financeiro maior ou igual a 2.
Os índices financeiros são apurados com base nas demonstrações financeiras consolidadas da Neoenergia.

18 Debêntures

Debêntures	Série	Emitidos	Remuneração	Taxa Efetiva	31/12/13			31/12/12			01/01/12		
					Circulante	Não Circulante	Total	Circulante	Não Circulante	Total	Circulante	Não Circulante	Total
2ª Emissão	1ª	40.000	do CDI	108,5%	-	-	-	-	-	-	99.113	199.690	(808)
(-) Custos de transação					-	-	-	-	-	-	(162)	(808)	
4ª Emissão	Única	36.000	do CDI	111,3%	13,9%	7.150	-	360.000	367.150	365.113	368.337	(1.324)	
(-) Custos de transação					-	(312)	(389)	(701)	(1.015)	(1.324)			
Total					7.150	(312)	359.611	366.449	463.049	651.112			

(*) Debêntures simples, não conversíveis em ações.

(a) Condições restritivas financeiras (covenants):

As escrituras de emissões das debêntures preveem a manutenção de índices de endividamento e cobertura de juros com parâmetros preestabelecidos, como segue:
Dívida Líquida/EBITDA menor ou igual a 3 e EBITDA/Resultado Financeiro maior ou igual a 2.
Os índices financeiros são apurados 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 do não circulante são os seguintes:

	31/12/13			31/12/12			01/01/12		
	Debêntures	Custos	Total	Debêntures	Custos	Total	Debêntures	Custos	Total
2013	-	-	-	-	-	-	97.959	(476)	97.483
2014	-	-	-	(312)	(312)	-	(312)	(312)	-
2015	144.000	(247)	143.753	144.000	(247)	143.753	144.000	(247)	143.753
2016	144.000	(124)	143.876	144.000	(123)	143.877	144.000	(123)	143.877
2017	72.000	(18)	71.982	72.000	(19)	71.981	72.000	(19)	71.981
Total	360.000	(388)	359.611	360.000	(701)	359.299	457.959	(1.177)	456.782

A mutação das debêntures é a seguinte:

	Moeda Nacional		
	Passivo Circulante	Não Circulante	Total
Saldos em 1º de janeiro de 2012	194.330	456.782	651.112
Encargos	50.770	-	50.770
Transferências	97.820	(97.820)	-
Amortizações e pagamentos de juros	(239.864)	-	(239.864)
(-) Custos de transação	694	337	1.031
Saldos em 31 de dezembro de 2012	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
Saldos em 31 de dezembro de 2013	6.838	359.611	366.449

19 Salários e Encargos a Pagar

	Ref.	31/12/13	31/12/12	01/01/12
Salários		5.943	6.668	5.451
Provisões férias e 13º salário		6.961	6.380	5.913
Encargos sobre provisões de férias e 13º salário		3.983	4.327	3.580
Provisão PLR	(a)	8.324	4.900	2.541
Outros		918	768	804
Total		26.129	23.043	18.289

(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 sua respectiva área. O montante estimado dessa participação para o exercício findo em 31 de dezembro de 2013 é de R\$ 8.324 (R\$ 4.900 em 2012 e R\$ 2.541 em 2011).

20 Taxas Regulamentares

	Ref.	31/12/13	31/12/12	01/01/12
Reserva Global de Reversão - RGR		-	-	3.015
Conta de Consumo de Combustível - CCC		3.803	11.299	16.710
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE		629	2.234	1.995
Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico - FNDCT		1.198	1.210	925
Empresa de Pesquisa Energética - EPE		599	605	462
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	(a)	17.082	22.936	25.799
Programa de Eficientização Energética - PEE	(a)	18.939	21.408	9.866
Taxa de Fiscalização Serviço Público de Energia Elétrica - TFSEE		375	491	491
Encargo do Serviço do Sistema - ESS		-	-	6.936
Encargo do Consumidor - Tesouro Nacional		-	1.815	1.388
Total		42.625	61.998	67.587
Circulante		18.625	18.785	29.290
Não circulante		24.000	43.213	38.297

(a) A Companhia reconheceu passivos relacionados a valores já faturados em tarifas (1% da Receita Operacional Líquida), líquido dos valores aplicados nos Programas de Eficientização Energética - PEE 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/



(d) Comercialização de energia, serviços e produtos - Referem-se a diversas ações cíveis e comerciais movidas por pessoas físicas e jurídicas, nas quais a Companhia é ré, envolvendo repetição de indébito, revisão de débito de consumo medido e não medido (irregularidade de consumo), cancelamento de débito, restabelecimento do fornecimento de energia elétrica, anulação de dívida.

(e) Outras - Referem-se a litígios com agentes arrecadadores de contas de energia elétrica, bem como demanda relativa à multa contratual com fornecedores de energia elétrica.

Fiscais
Referem-se às ações tributárias e impugnações de cobranças, intimações e autos de infração fiscal.

Contingências Fiscais	Valor		Expectativa de Perda	Valor Provisionado			
	Ref.	Atualizado		31/12/13	31/12/12	01/01/12	
ICMS	(a)	129.907	1ª, 2ª e 3ª	Possível	-	-	-
		198	1ª, 2ª e 3ª	Remota	-	-	-
ISS	(b)	1.198	1ª, 2ª e 3ª	Provável	383	394	383
		15.518	1ª, 2ª e 3ª	Possível	-	-	-
		1.196	1ª, 2ª e 3ª	Remota	-	-	-
CPMF		3.200	1ª, 2ª e 3ª	Possível	-	-	-
CSLL	(d)	2.316	1ª, 2ª e 3ª	Provável	179	189	184
		26.697	1ª, 2ª e 3ª	Possível	-	-	-
TLF/IPTU		2.403	1ª, 2ª e 3ª	Possível	-	-	-
		287	1ª, 2ª e 3ª	Remota	-	-	-
PIS/COFINS		21.684	1ª, 2ª e 3ª	Possível	-	-	-
COFINS	(c)	-	1ª, 2ª e 3ª	Provável	-	381	371
		18.571	1ª, 2ª e 3ª	Possível	-	-	-
IRPJ	(d)	6.916	1ª, 2ª e 3ª	Provável	490	503	490
		691.173	1ª, 2ª e 3ª	Possível	-	-	-
Taxas Diversas		5.630	Administrativa	Possível	-	-	-
		4.566	Administrativa	Remota	-	-	-
Outras	(e)	51.492	1ª, 2ª e 3ª	Possível	-	-	-
		28	1ª, 2ª e 3ª	Remota	-	-	-
Total		987.524			1.052	1.467	1.435

Os valores foram atualizados monetariamente pela variação da taxa SELIC.

(a) ICMS
(a.1) Auto de infração lavrado contra a Companhia em 10/2010, decorrente da utilização do ICMS do Ativo Fixo nas aquisições de compras com entrega futura. A Companhia reconhece o crédito e impugnou o auto de infração.
(a.2) Auto de infração lavrado contra a Companhia em 10/2010, decorrente da suposta utilização do ICMS do Ativo Fixo, nas aquisições de fornecedores Micro Empresa e créditos em duplicidade. A Companhia reconheceu parcialmente a procedência do auto e recolheu o valor que entende ser devido. A diferença remanescente foi objeto de impugnação administrativa.
(a.3) Auto de infração lavrado contra a Companhia, referente à dedução a maior do ICMS em virtude de divergência na modalidade de incentivo cultural utilizada pela CELPE em alguns projetos de 1999.
(a.4) Auto de infração lavrado contra a Companhia em 12/2010, decorrente da utilização do ICMS do Ativo Fixo, nas aquisições de Compras com Entrega Futura e Micro Empresa. A Companhia reconhece o crédito e impugnou o auto de infração.
(a.5) Auto de infração lavrado contra a Companhia em 06/2010, decorrente de ICMS do diferencial de alíquotas incidente sobre aquisições fora do Estado. A Companhia não reconhece o débito e impugnou o auto de infração.
(a.6) Auto de infração lavrado contra a Companhia em 06/2010, decorrente de ICMS diferido nas aquisições de energia elétrica fora do Estado. A Companhia não reconhece o débito e impugnou o auto de infração.
(b) ISS - Refere-se à discussão sobre a não-exigibilidade de créditos relativos a autos de infração lavrados pela Prefeitura do Recife e algumas prefeituras de cidades do interior do estado, exigindo ISS sobre serviços taxados e serviços prestados por terceiros.
(c) COFINS - Procedimentos resultantes de autuação fiscal, pela Secretaria da Receita Federal, envolvendo a Contribuição para Financiamento da Seguridade Social - COFINS, ainda em julgamento perante as instâncias administrativas fiscais.
(d) IRPJ / CSLL
(d.1) Provável - Autos de infração nos quais se discute lucro inflacionário acumulado, realizado em valor inferior ao limite mínimo obrigatório, compensação e antecipação, todos ainda em julgamento perante as instâncias administrativas fiscais.
(d.2) Possível - Autos de infração lavrados em 2007 e 2010, referente aos anos-calendários 2001 a 2008 e nos quais a Receita Federal do Brasil não reconheceu a dedutibilidade das despesas com a amortização do ágio gerado na privatização. Os autos encontram-se aguardando julgamento no Conselho Administrativo de Recursos Fiscais.
(e) Outras - Procedimentos resultantes de autuação fiscal, pela Receita Federal do Brasil - RFB envolvendo diversos tributos, ainda em julgamento perante as instâncias administrativas e fiscais.

(a) ICMS

(a.1) Auto de infração lavrado contra a Companhia em 10/2010, decorrente da utilização do ICMS do Ativo Fixo nas aquisições de compras com entrega futura. A Companhia reconhece o crédito e impugnou o auto de infração.

(a.2) Auto de infração lavrado contra a Companhia em 10/2010, decorrente da suposta utilização do ICMS do Ativo Fixo, nas aquisições de fornecedores Micro Empresa e créditos em duplicidade. A Companhia reconheceu parcialmente a procedência do auto e recolheu o valor que entende ser devido. A diferença remanescente foi objeto de impugnação administrativa.

(a.3) Auto de infração lavrado contra a Companhia, referente à dedução a maior do ICMS em virtude de divergência na modalidade de incentivo cultural utilizada pela CELPE em alguns projetos de 1999.
(a.4) Auto de infração lavrado contra a Companhia em 12/2010, decorrente da utilização do ICMS do Ativo Fixo, nas aquisições de Compras com Entrega Futura e Micro Empresa. A Companhia reconhece o crédito e impugnou o auto de infração.

(a.5) Auto de infração lavrado contra a Companhia em 06/2010, decorrente de ICMS do diferencial de alíquotas incidente sobre aquisições fora do Estado. A Companhia não reconhece o débito e impugnou o auto de infração.

(a.6) Auto de infração lavrado contra a Companhia em 06/2010, decorrente de ICMS diferido nas aquisições de energia elétrica fora do Estado. A Companhia não reconhece o débito e impugnou o auto de infração.
(b) ISS - Refere-se à discussão sobre a não-exigibilidade de créditos relativos a autos de infração lavrados pela Prefeitura do Recife e algumas prefeituras de cidades do interior do estado, exigindo ISS sobre serviços taxados e serviços prestados por terceiros.

(c) COFINS - Procedimentos resultantes de autuação fiscal, pela Secretaria da Receita Federal, envolvendo a Contribuição para Financiamento da Seguridade Social - COFINS, ainda em julgamento perante as instâncias administrativas fiscais.

(d) IRPJ / CSLL
(d.1) Provável - Autos de infração nos quais se discute lucro inflacionário acumulado, realizado em valor inferior ao limite mínimo obrigatório, compensação e antecipação, todos ainda em julgamento perante as instâncias administrativas fiscais.
(d.2) Possível - Autos de infração lavrados em 2007 e 2010, referente aos anos-calendários 2001 a 2008 e nos quais a Receita Federal do Brasil não reconheceu a dedutibilidade das despesas com a amortização do ágio gerado na privatização. Os autos encontram-se aguardando julgamento no Conselho Administrativo de Recursos Fiscais.

(e) Outras - Procedimentos resultantes de autuação fiscal, pela Receita Federal do Brasil - RFB envolvendo diversos tributos, ainda em julgamento perante as instâncias administrativas e fiscais.

24 Outros Passivos

	Ref.	31/12/13	31/12/12	01/01/12
Consumidores	(a)	13.359	12.165	12.135
Empregados - adiantamento acordo coletivo		20	17	9
Contribuição para custeio do serviço de iluminação pública - COSIP		-	6.221	6.393
Convênios		7.731	47	22
Caução em garantia	(b)	36.803	24.823	9.876
FGTS conta empresa		129	129	129
Encargos CBEE		-	1.678	1.680
Taxa Iluminação Pública - TIP	(c)	1.881	8.590	8.466
Adiantamentos recebidos	(d)	13.481	17.587	19.930
Cooperativas - Aquisição de ativos	(e)	46.655	73.318	-
Outros créditos a receber		6.021	4.604	3.602
Total		126.080	149.179	62.242
Circulante		101.056	127.558	54.572
Não circulante		25.024	21.621	7.670

(a) Obrigações perante consumidores de energia elétrica decorrentes de antecipação de recursos para construção de obras em municípios ainda não universalizados, contas pagas em duplicidade, ajustes de faturamento e outros.

(b) Garantia constituída em espécie para assegurar o cumprimento do contrato, tanto no que diz respeito a suas cláusulas operacionais, como na obrigatoriedade do pagamento dos encargos dos empregados das empresas fornecedoras de serviços.

(c) Taxa de iluminação pública - TIP - Corresponde a valores arrecadados a serem repassados às Prefeituras.
(d) Adiantamentos recebidos - referem-se principalmente a adiantamentos para execução de serviços técnicos como deslocamento de postes, de rede de distribuição e de linha de transmissão em contrapartida de serviços prestados a terceiros (vide nota explicativa 10 - Serviços em Curso).

(e) Aquisição dos ativos de baixa tensão de propriedade das cooperativas existentes dentro da área de concessão da Celpe, conforme acordo celebrado entre a CELPE e as Cooperativas em 6/9/2012. A metodologia aplicada para avaliação dos ativos foi a definida pela ANEEL através da resolução 338/2008, alterada pela resolução 457/2011.

25 Patrimônio Líquido

Capital social
O capital social autorizado da Companhia em 31 de dezembro de 2013 e 2012 é de R\$ 700.000 e o integralizado é de R\$ 590.174.

A composição do capital social realizado por classe de ações, sem valor nominal e principais acionistas é a seguinte:

Acionistas	Nº de Ações mil							
	Ações Ordinárias				Ações Preferenciais			
	Única	%	A	%	B	%	Total	%
Neoenergia S.A.	66.023	99,6	464	6,1	400	53,9	66.887	89,6
Outros	280	0,4	7.103	93,9	342	46,1	7.725	10,4
Total	66.303	100,0	7.567	100,0	742	100,0	74.612	100,0

Acionistas	R\$ mil							
	Ações Ordinárias				Ações Preferenciais			
	Única	%	A	%	B	%	Total	%
Neoenergia S.A.	522.229	99,6	3.672	6,1	3.167	53,9	529.069	89,6
Outros	2.216	0,4	56.184	93,9	2.706	46,1	61.105	10,4
Total	524.445	100,0	59.855	100,0	5.872	100,0	590.174	100,0

Cada ação ordinária dá direito a um voto nas deliberações da Assembleia Geral. As ações preferenciais, de ambas as classes, não possuem direito de voto, ficando assegurado ainda: (i) as ações preferenciais "Classe A" têm prioridade na distribuição de dividendos, que serão no mínimo 10% (dez por cento) sobre o lucro líquido, representado por ações preferenciais "Classe A"; (ii) as ações preferenciais "Classe B", têm prioridade na distribuição de dividendos, somente após a distribuição de dividendos às preferências "Classe A", sendo tais dividendos no mínimo 10% (dez por cento) maiores do que os atribuídos às ações ordinárias.

Reservas de capital

a) Reserva especial de ágio
Essa reserva, no montante de R\$ 454.999, foi gerada em função da reestruturação societária da Companhia, que resultou no reconhecimento do benefício fiscal diretamente no patrimônio líquido, quando o ágio foi transferido para a Companhia através da incorporação. (vide nota explicativa nº 12).

b) Reserva de incentivo fiscal
A legislação do imposto de renda possibilita que as empresas situadas na Região Nordeste, e que atuam no setor de infraestrutura, reduzam o valor do imposto de renda devido para fins de investimentos em projetos de ampliação da sua capacidade instalada, conforme determina o Artigo 551, § 3º, do Decreto nº 3.000, de 26 de março de 1999.

O saldo da reserva de incentivo fiscal apurado até 31 de dezembro de 2007, no montante de R\$ 73.004, foi mantido como reserva de capital e, somente poderá ser utilizado conforme previsto em lei.

Reservas de lucros

a) Reserva de incentivo fiscal

Em atendimento à Lei nº 11.638/07 e CPC 07, o valor correspondente ao incentivo SUDENE apurado a partir da vigência da Lei foi contabilizado no resultado do exercício, e posteriormente transferido para a reserva de lucro devendo somente ser utilizado para aumento de capital social ou para eventual absorção de prejuízos contábeis conforme previsto no Artigo 545 do Regulamento de Imposto de Renda. O incentivo fiscal SUDENE foi renovado em dezembro de 2010, através do Laudo Constitutivo nº 0157/2011, com validade até 2019, tendo sido assegurada à Companhia o benefício fiscal da redução de 75% do IRPJ, calculado com base no lucro da exploração.

A Companhia apurou no exercício findo em 31 de dezembro de 2013, o valor de R\$ 7.738 (R\$ 12 em 2012) de incentivo fiscal SUDENE, calculado com base no Lucro da Exploração, aplicando este incentivo, de redução de 75%, no imposto de renda apurado pelo Lucro Real.

b) Reserva legal

A reserva legal é calculada com base em 5% de seu lucro líquido conforme previsto na legislação em vigor, limitada a 20% do capital social. A Companhia não constituiu reserva legal no exercício por já ter atingido esse limite.

Outros resultados abrangentes

No patrimônio líquido, a demonstração de outros resultados abrangentes, em atendimento ao CPC 26 (R1), inclui os ganhos e perdas, não realizados decorrentes da mensuração a valor justo do ativo financeiro disponível para venda, líquida dos efeitos tributários.

Até 31 de dezembro de 2011, os ajustes decorrentes da atualização monetária dos ativos financeiros de concessão foram reconhecidos diretamente no patrimônio líquido, a partir de 2012 somente será reconhecido em Outros Resultados Abrangentes os ajustes a valor justo dos ativos financeiros de concessão. Estão sendo reconhecidos em Outros Resultados Abrangentes os ajustes decorrentes da alteração da regra contábil, CPC 33 (R1)/IAS 19 - Benefícios a Empregados, que englobam as alterações relativas à remoção do mecanismo do corredor e o conceito de retornos esperados sobre ativos do plano de benefício definido de previdência privada.

26 Receita Líquida

Segue a composição da receita líquida por natureza e suas deduções:

	Ref.	31/12/2013	31/12/2012
Fornecimento de energia	(a)	1.882.759	1.908.798
Receita de distribuição		1.845.501	1.864.358
Remuneração financeira wacc		37.258	44.440
Câmara de Comercialização de Energia - CCEE	(b)	35.968	93.246
Receita pela disponibilidade da rede elétrica	(c)	2.165.392	2.472.502
Receita de distribuição		2.152.296	2.414.970
Remuneração financeira wacc		13.096	57.532
Receita de construção da infraestrutura da concessão		344.225	513.849
Outras receitas	(d)	110.951	60.782
Total receita bruta		4.539.295	5.049.177
(-) Deduções da receita bruta	(e)	(1.255.786)	(1.503.316)
Total receita operacional líquida		3.283.509	3.545.861

(a) Fornecimento de Energia

A composição do fornecimento de energia elétrica, por classe de consumidores é a seguinte:

Consumidores:	Ref.	Nº de Consumidores		MWh (*)		R\$ mil	
		31/12/13	31/12/12	31/12/13	31/12/12	31/12/13	31/12/12
Residencial		2.927.466	2.845.013	4.563.382	4.028.386	1.588.697	1.658.224
Industrial		11.999	12.498	1.419.497	1.525.769	465.724	595.109
Comercial		203.266	200.777	2.316.330	2.208.396	914.740	1.017.760
Rural		156.290	156.183	664.869	643.751	131.842	146.755
Poder público		22.891	22.150	661.924	612.058	242.913	272.239
Iluminação pública		5.455	5.294	416.800	384.963	96.842	101.562
Serviço público		3.205	3.024	616.821	621.726	133.939	192.542
Consumo próprio		261	253	12.664	12.620	-	-
Suprimento		18	28	-	-	59	-
Fornecimento não faturado		-	-	-	-	3.021	26.941
Reclassificação da receita pela disponibilidade da rede elétrica		-	-	-	-	(2.009.076)	(2.284.501)
- Consumidor cativo (1)		-	-	-	-	-	-
Total		3.330.851	3.245.220	10.672.287	10.037.669	1.568.701	1.726.631

Subvenção à tarifa social baixa renda

Total 3.330.851 3.245.220 10.672.287 10.037.669 1.882.759 1.908.798

(1) Em atendimento ao Despacho ANEEL nº 1.618 de 23/04/2008, a Companhia efetuou a segregação da receita de comercialização e distribuição utilizando uma "TUSD média" calculada a partir da TUSD homologada para consumidores cativos.

(*) Informações não auditadas.
Revisão Tarifária Periódica (*)
A ANEEL, através da Resolução Homologatória nº 1.519 de 23 de abril de 2013, publicada no Diário Oficial da União do dia 29 de abril de 2013, homologou o resultado da Revisão Tarifária Periódica da Companhia, em 0,18%, sendo 1,60% referentes ao reposicionamento tarifário econômico e -1,42% relativos aos componentes financeiros pertinentes, o que corresponde a um efeito médio de 1,32% a ser percebido pelos consumidores cativos.

	Ref.	31/12/13
Receita Verificada	(1)	2.816.574
Encargos Setoriais		164.684
Compra de Energia Elétrica		1.634.583
Transporte de Energia		73.234
Parcela A		1.872.501
Remuneração Bruta de Capital		242.788
Quota de Reintegração Regulatória		149.357
Empresa de Referência		582.516
Inadimplência		38.397
Parcela B		1.013.058
Receita Requerida (Parcela A + B)		2.885.559
(-) Outras Receitas		(23.934)
Receita Requerida Líquida	(2)	2.861.625
Componentes Financeiros	(3)	(41.800)
CVA		(12.219)
Sobrecontratação		(53.245)
Subsídio a Irrigantes e Aquicultores		2.538
Exposição financeira		2.817
Programa Social Luz para Todos		(29)
Parcela de Ajuste Conexão		(4)
Outros Componentes		18.343
Reposicionamento Econômico [(2)/(1)]	(4)	1,60%
Componentes Financeiros [(3)/(2)]	(5)	(1,42%)

Reposicionamento Tarifário [(4)+(5)]
As novas tarifas entraram em vigor a partir do dia 29 de abril de 2013 com vigência até 28 de abril de 2014.
(*) Informações não auditadas

(b) Câmara de Comercialização de Energia - CCEE
Os montantes de receitas/despesas faturados e/ou pagos pelas concessionárias que tiveram excedente/falta de energia, comercializados no âmbito da CCEE, foram informados pela mesma e referendados pela Companhia.

(c) Receita pela disponibilidade da rede elétrica
A receita com Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição - TUSD refere-se basicamente a venda de energia para consumidores livres com a cobrança de tarifa pelo uso da rede de distribuição.

	Ref.	31/12/13	31/12/12
Receita pela disponibilidade da rede elétrica - Consumidor livre		156.316	188.001
Receita pela disponibilidade da rede elétrica - Consumidor Cativo	(1)	2.009.076	2.284.501
Total		2.165.392	2.472.502

	Ref.	31/12/13	31/12/12
Renda da prestação de serviços		14.777	15.233
Arrendamentos e alugueis		19.578</	



Empresas	Ref.	Natureza de Operação	31/12/13			31/12/12		
			Ativo	Passivo	Resultado	Ativo	Passivo	Resultado
GERAÇÃO CÉU AZUL	(i)	Debêntures - Aplicação/Emissão	-	3	-	-	4	-
SE NARANDEIRA	(c)	Uso da Rede	-	1	(15)	-	3	(26)
	(i)	Debêntures - Aplicação/Emissão	-	-	-	-	28	-
			-	1	(15)	-	31	(26)
AFLUENTE GERAÇÃO AFLUENTE	(i)	Debêntures - Aplicação/Emissão	-	6	-	-	23	-
TRANSMISSÃO	(c)	Uso da Rede	-	17	(141)	-	27	(242)
	(i)	Debêntures - Aplicação/Emissão	-	91	-	-	132	-
			-	108	(141)	-	159	(242)
BELOMONTE PARTICIPAÇÕES	(i)	Debêntures - Aplicação/Emissão	-	4	-	-	4	-
ÁGUAS DA PEDRA	(a.2)	Energia comprada	-	1.806	(14.058)	-	1.680	(13.296)
	(i)	Debêntures - Aplicação/Emissão	-	246	-	-	276	-
			-	2.052	(14.058)	-	1.956	(13.296)
TELES PIRES PART. CIA. TELES PIRES	(i)	Debêntures - Aplicação/Emissão	-	4	-	-	-	-
ENERGY WORKS	(i)	Debêntures - Aplicação/Emissão	-	1.952	-	-	411	-
CAPIAVA	(i)	Debêntures - Aplicação/Emissão	-	106	-	-	68	-
FORÇA EÓLICA PARTICIPAÇÕES	(i)	Debêntures - Aplicação/Emissão	-	43	-	-	115	-
FORÇA EÓLICA DO BRASIL	(i)	Debêntures - Aplicação/Emissão	-	22	-	-	43	-
CALANGO 1	(a.2)	Energia comprada	-	16	-	-	22	-
	(i)	Debêntures - Aplicação/Emissão	-	16	(76)	-	-	-
			-	15	-	-	63	-
			-	31	(76)	-	63	-
CALANGO 2	(a.2)	Energia comprada	-	13	(65)	-	-	-
	(i)	Debêntures - Aplicação/Emissão	-	40	-	-	152	-
			-	53	(65)	-	152	-
CALANGO 3	(a.2)	Energia comprada	-	16	(76)	-	-	-
	(i)	Debêntures - Aplicação/Emissão	-	41	-	-	159	-
			-	57	(76)	-	159	-
CALANGO 4	(a.2)	Energia comprada	-	15	(70)	-	-	-
	(i)	Debêntures - Aplicação/Emissão	-	6	-	-	71	-
			-	21	(70)	-	71	-
CALANGO 5	(a.2)	Energia comprada	-	15	(75)	-	-	-
	(i)	Debêntures - Aplicação/Emissão	-	7	-	-	145	-
			-	22	(75)	-	145	-
MEL 2	(a.2)	Energia comprada	-	11	(120)	-	-	-
	(i)	Debêntures - Aplicação/Emissão	-	25	-	-	-	-
			-	36	(120)	-	-	-
ARIZONA 1	(a.2)	Energia comprada	-	14	(102)	-	-	-
	(i)	Debêntures - Aplicação/Emissão	-	45	-	-	-	-
			-	59	(102)	-	-	-
CAETITÉ 1	(i)	Debêntures - Aplicação/Emissão	-	12	-	-	-	-
CAETITÉ 2	(a.2)	Energia comprada	-	13	(145)	-	-	-
	(i)	Debêntures - Aplicação/Emissão	-	23	-	-	-	-
			-	36	(145)	-	-	-
CAETITÉ 3	(a.2)	Energia comprada	-	13	(147)	-	-	-
	(i)	Debêntures - Aplicação/Emissão	-	28	-	-	-	-
			-	41	(147)	-	-	-
POTIGUARSUL	(i)	Debêntures - Aplicação/Emissão	-	3	-	-	-	-
BB - Banco do Brasil			-	-	-	-	-	-
Investimentos Celpos	(h)	Empréstimos e Financiamentos	-	219.911	(33.724)	-	-	(27.803)
	(g)	Contrato de Mútuo	-	123.567	(15.940)	-	-	(8.552)
		Contribuição Patronal	-	136.260	(1.665)	-	-	(1.651)
			-	259.827	(17.605)	-	-	(10.203)
Neoenergia S.A.	(i)	Debêntures - Aplicação/Emissão	-	345	-	-	-	-
	(e)	Aluguel/Comodato	-	-	(592)	-	-	(607)
			-	345	(592)	-	-	(607)
Amara Brasil	(f)	Prestação de serviço (almoxarifado)	-	190	(703)	-	-	(2.593)
Outros Minoritários		Dividendos	-	114	-	-	-	-
		Juros sobre capital próprio	-	51	-	-	-	-
			-	165	-	-	-	-

As principais condições relacionadas aos negócios entre partes relacionadas estão descritas a seguir:

a) Contratos de Suprimento de Energia Elétrica nos mercados de:

(a.1) Contratação bilateral (iniciais), aprovados pela ANEEL

Termopernambuco S.A. - Contrato sem número com vigência até 2024, corrigido anualmente pela variação do dólar, do IGPM dos combustíveis e Contrato nº 01/2007, com vigência até a extinção da concessão da CELPE, corrigido anualmente pela variação do IGPM.

(a.2) Contratação no Ambiente Regulado (CCEAR), através dos leilões de energia promovidos e regulamentados pela ANEEL

Rio PCH I - Contratos nºs CCEAR 3465-06 e CCEAR 3495-06, corrigidos anualmente pela variação do IPCA.

Baguari I - Contrato nº CCEAR 2571/2005, corrigidos anualmente pela variação do IPCA.

Goias Sul - Contratos nºs CCEAR 2159/2005 e 2190/2005, corrigidos anualmente pela variação do IPCA.

Energética Águas da Pedra - Contrato nº CCEAR 4431/2006, corrigidos anualmente pela variação do IPCA.

Arizona 1 - Contrato nº CCEAR 8318/10, com vigência até 2033, corrigido anualmente pela variação do IPCA.

Caetité 2 - Contrato nº CCEAR 8393/10, com vigência até 2033, corrigido anualmente pela variação do IPCA.

Caetité 3 - Contrato nº CCEAR 8408/10, com vigência até 2033, corrigido anualmente pela variação do IPCA.

Mel 2 - Contrato nº CCEAR 8423/10, com vigência até 2033, corrigido anualmente pela variação do IPCA.

Calango 1 - Contrato nº CCEAR 8708/10, com vigência até 2033, corrigido anualmente pela variação do IPCA.

Calango 2 - Contrato nº CCEAR 8723/10, com vigência até 2033, corrigido anualmente pela variação do IPCA.

Calango 3 - Contrato nº CCEAR 8738/10, com vigência até 2033, corrigido anualmente pela variação do IPCA.

Calango 4 - Contrato nº CCEAR 8753/10, com vigência até 2033, corrigido anualmente pela variação do IPCA.

Calango 5 - Contrato nº CCEAR 8768/10, com vigência até 2033, corrigido anualmente pela variação do IPCA.

b) Contratos de Uso do Sistema de Distribuição (CUSD)

Coelba - Contrato nº FCI 1302, corrigido anualmente pela variação do IGPM.

c) Contratos de Uso do Sistema de Transmissão (CUST)

Afluente e Naranandiba - Contrato nº 092-2002, com vigência até 2030, corrigido anualmente mediante regulamentação ANEEL.

d) Contratos de conexão do sistema de transmissão (CCT)

Termopernambuco S.A. - Contrato nº 01/2007, com vigência até a extinção da concessão da CELPE, corrigido anualmente pela variação do IGPM.

e) Contrato de locação de imóveis

Neoenergia S.A. - Contrato nº 4600020468 referente à locação de imóvel não residencial, vigência até 30 de junho de 2014, corrigido anualmente pela variação do IGPM.

f) Contratos de prestação de serviços

Amara Brasil - Contrato nº 4600022367, com vigência até 15 de agosto de 2014, corrigido anualmente pela variação do IPCA.

NeoServ Ltda. - Contrato nº 4600019801, com vigência até 29 de agosto de 2014.

g) Contrato de benefício

Celpos - Contrato com vigência até dezembro de 2023, corrigido pelo INPC + 6% a.a.

h) Contrato de empréstimo

Banco do Brasil - Contrato BB AGRO 1 com vigência até novembro de 2021, corrigido pela taxa de juros de 108% do CDI. Contrato BB AGRO 2 com vigência até novembro de 2021, corrigido pela taxa de juros de 108% CDI.

i) Debêntures aplicação/emissão

Regulamento BB POLO 28 Fundo de Investimento Renda Fixa com longo prazo de crédito privado. Adicionalmente a Companhia realiza vendas de energia a partes relacionadas, presentes em sua área de concessão (consumidores cativos), com valores definidos através de tarifas reguladas pela ANEEL. A Companhia realiza vendas de energia a partes relacionadas, presentes em sua área de concessão (consumidores cativos).

30.1 Remunerações da administração

A remuneração total dos administradores da Companhia para o exercício findo em 31 de dezembro de 2013 foi de R\$ 2.580 (R\$ 3.336 em 2012 e R\$ 2.218 em 2011), a qual é considerada benefício de curto prazo. A Companhia mantém ainda benefícios usuais de mercado para rescisões de contratos de trabalho.

31 Gestão de Risco Financeiro

Em atendimento à Deliberação CVM nº 604, de 19 de novembro de 2009, que aprovou os Pronunciamentos Técnicos CPC 38, 39 e 40 e alteração da Deliberação CVM nº. 684, de 30 de agosto de 2012, que aprovou os Pronunciamentos Técnicos CPC 40(R1), a Companhia efetuou uma avaliação de seus instrumentos financeiros, inclusive os derivativos.

Considerações gerais e políticas financeiras

A administração dos riscos financeiros da Companhia segue o proposto na Política Financeira do Grupo que foi aprovada pelo Conselho de Administração da holding. Dentre os objetivos dispostos na Política estão: proteção de 100% da dívida em moeda estrangeira, o financiamento dos investimentos da Companhia com Bancos de Fomento, alongamento de prazos, desconcentração de vencimentos e diversificação de instrumentos financeiros. Além dessa Política a empresa monitora seus riscos através de uma gestão de controles internos que tem como objetivo o monitoramento contínuo das operações contratadas, proporcionando maior controle das operações realizadas pelas empresas do grupo.

Ainda de acordo com a Política Financeira, a utilização de derivativos tem como propósito único e específico de proteção com relação a eventuais exposições de moedas ou taxas de juros.

Com relação às aplicações financeiras, a Companhia segue a Política de Crédito do Grupo que estabelece limites e critérios para avaliação e controle do risco de crédito ao qual a empresa pode estar exposta. De acordo com essa política, a seleção das instituições financeiras considera a reputação das instituições no mercado e as operações são realizadas ou mantidas apenas com emissores que possuem rating considerado estável ou muito estável.

Gestão do capital social

A Companhia promove a gestão de seu capital através de políticas que estabelecem diretrizes qualitativas aliadas a parâmetros quantitativos que visam a monitorar seu efetivo cumprimento.

A gestão do capital consiste em estabelecer níveis de alavancagem que maximizam valor para a empresa, considerando o benefício fiscal da dívida, o custo de endividamento e todos os diversos aspectos envolvidos na definição da estrutura ótima de capital.

Não houve alterações dos objetivos, políticas ou processos durante o exercício findo em 31 de dezembro de 2013 e 2012.

Em 31 de dezembro de 2013, os principais instrumentos financeiros estão descritos a seguir:

• **Caixa e equivalentes de caixa** - são valores considerados como mantido para negociação e por isso classificados como mensurados a valor justo por meio do resultado.

• **Títulos e valores mobiliários** - Ativos financeiros destinados para garantias de empréstimos, financiamentos e leilões de energia são classificados como mantidos até o vencimento e registrados contabilmente pelo custo amortizado. Além disso, os títulos e valores mobiliários também representam os fundos exclusivos compostos por papéis adquiridos com vencimento acima de 90 dias, considerados como mantidos para negociação e classificados como mensurados a valor justo por meio do resultado.

• **Contas a receber de clientes e outros** - decorrem diretamente das operações da Companhia, são classificados como empréstimos e recebíveis, e estão registrados pelos seus valores originais, sujeitos a provisão para perdas e ajuste a valor presente, quando aplicável.

• **Concessão do serviço público (ativo financeiro) - indenização** - Composto pelo reconhecimento das indenizações previstas pela construção de ativos de distribuição que não foram amortizados durante o período de concessão.

• **Fornecedores** - decorrem diretamente das operações da Companhia e são classificados como passivos financeiros mensurados pelo custo amortizado.

• **Empréstimos, financiamentos e debêntures:**

O principal propósito desse instrumento financeiro é gerar recursos para financiar os programas de expansão da Companhia e eventualmente gerenciar as necessidades de seus fluxos de caixa no curto prazo.

✓ Empréstimos e financiamentos em moeda nacional - são classificados como passivos financeiros não mensurados ao valor justo, e estão contabilizados pelos seus valores contratuais (custo amortizado), e atualizados pela taxa efetiva de juros da operação. Os valores de mercado destes empréstimos são equivalentes aos seus valores contábeis. Trata-se de instrumentos financeiros com características oriundas de fontes de financiamento específicas para financiamento de investimentos em distribuição de energia, com custos subsidiados, atrelados à TJLP - Taxa de Juros do Longo Prazo ou com taxas pré-fixadas, e do capital de giro da Companhia, com custos atrelados à CDI - Certificado de Depósito Interbancário.

Descrição	Contraparte	Data dos Contratos	Data de Vencimento	Posição	Valores de Referência		Valor Justo	Valor a Receber/Recebido - a Pagar/Pago
					Moeda Estrangeira	Moeda Local		
					31/12/13	31/12/12	31/12/13	31/12/12
Contratos de swap:								
Swap								
Ativa	Banco Citibank	30/06/08	30/06/26	Euro + 2% a.a.	EUR 288	EUR 325	R\$ 928	R\$ 837
Passiva				72,5% do CDI	-	-	R\$ 727	R\$ 785
					-	-	-	306
					-	-	-	182
					-	-	-	146
Swap								
Ativa	Banco Citibank	30/06/08	30/06/16	Euro + 4% a.a.	EUR 1.202	EUR 1.966	R\$ 3.877	R\$ 4.534
Passiva				92% do CDI	-	-	R\$ 3.037	R\$ 4.251
					-	-	-	938
					-	-	-	597
Swap								
Ativa	Banco do Brasil	06/05/10	14/04/14	12,16% a.a.	-	-	-	R\$ 196.552
Passiva				99,5% do CDI	-	-	-	R\$ 186.958
					-	-	-	-
					-	-	-	21.399
					-	-	-	19.277
Swap								
Ativa	Banco Citibank	03/12/13	03/12/18	USD + 1,1765* (Libor 3M + 0,97% a.a.)	USD 17.016	-	R\$ 39.868	-
Passiva				104,5% do CDI	-	-	R\$ 39.388	-
					-	-	-	39.060
					-	-	-	39.388
					-	-	-	(329)
					-	-	-	915
					-	-	-	22.178
					-	-	-	19.409

Total

Valor Justo

O Valor justo de um instrumento financeiro é o montante pelo qual o mercado precifica determinados ativos e passivos financeiros, considerando o não favorecimento das partes envolvidas.

A Companhia entende que valor justo de contas a receber e fornecedores, por possuir a maior parte dos seus vencimentos no curto prazo, já está refletido em seu valor contábil. Assim como para os títulos e valores mobiliários classificados como mantidos até o vencimento. Nesse caso a Companhia entende que o seu valor justo é similar ao valor contábil registrado, pois estes têm taxas de juros indexadas à curva DI (Depósitos Interfinanceiros) que reflete as variações das condições de mercado.

Para os passivos financeiros classificados e mensurados ao custo amortizado a metodologia utilizada é a de taxas de juros efetiva. Na maioria dos casos, essas operações foram fechadas com bancos de fomento ou agentes repassadores de linhas subsidiadas. Essas operações são bilaterais e não possuem mercado ativo nem outra fonte similar com condições comparáveis as já apresentadas que possam ser parâmetro a determinação de seus valores justos. Dessa forma, a Companhia entende que os valores contábeis refletem o valor justo da operação.

Os ativos financeiros classificados como mensurados a valor justo estão, em sua maioria, aplicados em fundos restritos, dessa forma o valor justo está refletido no valor da cota do fundo. Os assets possuem suas metodologias de marcação a mercado, em conformidade com o Código ANBIMA de Regulação e Melhores práticas.

Para os passivos financeiros classificados como mensurados a valor justo, aos quais são as dívidas vinculadas aos instrumentos financeiros derivativos com a finalidade de proteção (hedge), a Companhia adota a metodologia de determinação de valor justo projetando os fluxos com as características contratuais e a curva da BM&F. Para isso utiliza como taxa de desconto a taxa da ponta passiva do swap contratado. Não existe no mercado liquidez para as dívidas em moeda estrangeira, por isso foi adotada essa metodologia, considerando principalmente que a taxa da ponta passiva do swap reflete a precificação do mercado para o instrumento em questão.

A mensuração contábil da indenização e dos recebíveis decorrente da concessão é feita mediante a aplicação de critérios regulatórios contratuais e legais já descritos no item 3.13 desta demonstração. Para esses ativos não existe mercado ativo, e uma vez que todas as características contratuais estão refletidas nos valores contabilizados, o Grupo entende que o valor contábil registrado reflete o seu valores justos.

O quadro a seguir apresenta os valores contábil e justo dos instrumentos financeiros da Companhia em 31 de dezembro de 2013 e 31 de dezembro de 2012, classificados pelas categorias de instrumentos financeiros, conforme disposto no CPC 38 e a comparação com os seus valores justos:

	31/12/13	
--	----------	--



✓ 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 2013, 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 taxas pré-fixadas no montante de R\$ 158.527 registrados pelo valor contábil. Alterações nas taxas de juros não influenciam o resultado decorrente desses contratos, por este 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			Taxa no		Cenário			R\$ Mil
	Indexador	Risco	Período	Saldo	Provável	Cenário (II)	Cenário (III)	
ATIVOS FINANCEIROS								
Aplicações financeiras em CDI	CDI	Queda do CDI	8,1%	160.694	12.861	9.646	6.431	
PASSIVOS FINANCEIROS								
Empréstimos, Financiamentos e Debêntures								
Dívidas em CDI	CDI	Alta do CDI	8,1%	586.449	(51.980)	(64.976)	(77.971)	
Swap Ponta Passiva em CDI	CDI	Alta do CDI	8,1%	42.434	(3.520)	(4.400)	(5.280)	
Dívida em TJLP	TJLP	Alta da TJLP	5,0%	390.543	(28.451)	(33.333)	(38.215)	

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 2013 a Companhia mantinha um total de aplicações no curto prazo de R\$ 134.142, sendo R\$ 132.119 em fundos exclusivos e R\$ 2.023 em outros ativos.

A tabela abaixo demonstra o valor total dos fluxos de obrigações da Companhia, com empréstimos, financiamentos, debêntures, fornecedores e outros, por faixa de vencimento, correspondente ao período remanescente contratual.

Adicionalmente estão incluídos as previsões de fluxo de vencimentos das obrigações vinculadas às garantias oferecidas pela controladora à suas participadas de controle conjunto e coligadas.

			31/12/13					Acima de 5 anos
	Valor Contábil	Fluxo de Caixa Contratual Total	2014	2015	2016	2017	2018	
Passivos financeiros não derivativos:								
Empréstimos e financiamentos								
	(850.287)	(1.154.494)	(187.716)	(227.998)	(202.313)	(166.569)	(174.408)	(195.489)
Debêntures	(366.449)	(474.254)	(40.179)	(186.686)	(170.187)	(77.202)	-	-
Fornecedores	(383.793)	(383.793)	(349.048)	-	-	-	-	(34.745)
Passivos financeiros derivativos								
Não designados como hedge accounting:								
Kreditanstalt für Wiederaufbau - KfW								
	1.243	2.108	381	552	370	74	(18)	749
Citibank	(328)	5.773	(4.083)	(3.998)	(3.750)	(2.898)	20.501	-
<ul style="list-style-type: none"> 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 mitigação dos riscos de crédito de seus participantes, os consumidores livres e cativos, concessionárias e permissionárias.

Para os demais ativos financeiros classificados 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.

	31/12/13	31/12/12	01/01/12
Mensurados pelo valor justo por meio do resultado			
Caixa e equivalentes de caixa	149.269	192.602	236.788
Títulos e valores mobiliários	7.029	112	1.432
Empréstimos e recebíveis			
Contas a receber de clientes e outros (*)	1.393.581	1.501.585	1.500.787
Recurso CDE	10.758	-	-
Mantidos até o vencimento			
Títulos e valores mobiliários	1.385	9.452	32.835
Disponível para venda			
Concessão do Serviço Público - Indenização	356.549	257.900	113.475
(*) valor bruto não considerando PCLD.			
<ul style="list-style-type: none"> ✓ 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 explicativas nºs 17 e 18).

✓ Risco quanto à escassez de energia

O Sistema Elétrico Brasileiro é abastecido predominantemente pela geração hidroelétrica. Um período prolongado de escassez de chuva, durante a estação úmida, reduzirá o volume de água nos reservatórios dessas usinas, trazendo como consequência o aumento no custo na aquisição de energia no mercado de curto prazo e na 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. No entanto, considerando os níveis atuais dos reservatórios, as térmicas disponíveis e as últimas simulações efetuadas, o Operador Nacional de Sistema Elétrico - ONS não prevê para o próximo ano um novo programa de racionamento.

32 Compromissos

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

Vigência	2014	2015	2016	2017	2018	Após 2018
2014 a 2042	1.904.358	2.027.333	2.204.727	2.398.249	2.646.432	62.888.990

Os valores relativos aos contratos de compra de energia, cuja vigência variam de 8 a 30 anos, representam o volume total contratado pelo preço corrente no final do exercício de 2013, e foram homologados pela ANEEL.

33 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 2013, a Companhia efetuou contribuições a CELPOS no montante de R\$ 16.155 (R\$ 14.108 em 2012 e R\$ 13.847 em 2011).

As contribuições provisionadas durante o exercício foram as seguintes:

	31/12/13	31/12/12	01/01/12
Custo do Imobilizado em Curso	135	109	117
Despesas Operacionais	14.250	13.243	12.674
Total	14.385	13.352	12.791

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		
	31/12/13	31/12/12	01/01/12	31/12/13	31/12/12	01/01/12
Contrato de reconhecimento de dívida						
Benefícios a conceder	13.809	13.087	12.361	123.478	129.942	134.916
Total	13.809	13.087	12.361	123.478	129.942	134.916
Contribuição da patrocinadora						
Obrigação atuarial	-	-	-	133.668	217.205	131.060
Participação ativos	2.514	2.337	2.135	-	-	-
Desligados PDV	8	874	737	71	159	189
Total	2.522	3.211	2.872	133.739	217.364	131.249
Total	16.331	16.298	15.233	257.217	347.306	266.165

Deliberação CVM nº 695 - CPC 33 - Benefícios a Empregados

A Deliberação CVM nº 600/09, alterada pela Deliberação CVM 695/09 de 7 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 2013, 2012 e 1º de janeiro de 2012, está resumido a seguir, bem como as demais informações requeridas pela Deliberação CVM nº 600, de 7 de outubro de 2009.

As principais premissas econômicas adotadas para os cálculos atuariais referentes aos exercícios de 2013, 2012 e 1º de janeiro de 2012 foram:

	31/12/13		31/12/12		01/01/12
Planos de Benefício/Contribuição	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		5,00%		
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		
Probabilidade de ingresso em aposentadoria	Não aplicável		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.		

Planos de Benefício/Contribuição	Nº 1 - CD		Nº 2 - BD		
Taxa de desconto nominal para a obrigação atuarial	9,56%		9,56%		
Taxa de rendimento nominal esperada sobre os ativos do plano	9,56%		11,67%		
Índice estimado de aumento nominal dos salários	6,58%		6,58%		
Índice estimado de aumento nominal dos benefícios	Não aplicável		5,00%		
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		
Probabilidade de ingresso em aposentadoria	Não aplicável		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.		

Planos de Benefício/Contribuição	01/01/12	
	Nº 1 - CD	Nº 2 - BD
Taxa de desconto nominal para a obrigação atuarial	10,99%	10,99%
Taxa de rendimento nominal esperada sobre os ativos do plano	11,30%	11,49%
Índice estimado de aumento nominal dos salários	6,58%	6,58%
Índice estimado de aumento nominal dos benefícios	Não aplicável	5,00%
Taxa estimada de inflação no longo prazo	5,00%	5,00%
Taxa de rotatividade esperada	0,15% / (tempo serviço + 1)	Nula
Fator de capacidade	0,98	0,98
Tábua biométrica de mortalidade geral	AT 2000 Segregada por sexo	AT 2000 Segregada por sexo
Tábua biométrica de mortalidade de inválidos	Não aplicável	UP-84 Masculina
Tábua biométrica de entrada em invalidez	50% da Light franca	50% da Light franca
Probabilidade de ingresso em aposentadoria	Não aplicável	50% na primeira elegibilidade à aposentadoria antecipada, 10% entre essa data e a data de aposentadoria normal e 100% na data da elegibilidade à aposentadoria normal.

Os valores reconhecidos nos balanços patrimoniais são os seguintes:

	Plano BD			Plano CD		
	31/12/13	31/12/12	01/01/12	31/12/13	31/12/12	01/01/12
Valor presente das obrigações atuariais com cobertura	793.735	941.969	786.488	835	729	843
Valor justo dos ativos do plano	(522.701)	(580.703)	(472.191)	(5.949)	(4.876)	(3.149)
Déficit/(Superávit) para planos cobertos	271.034	361.266	314.297	(5.114)	(4.147)	(2.306)
Efeito do limite máximo de reconhecimento de ativo/passivo oneroso	-	-	-	4.572	3.378	1.626
Passivo (ativo) líquido	271.034	361.266	314.297	(542)	(769)	(680)

Os valores reconhecidos no resultado são os seguintes:

	Plano BD			Plano CD		
	31/12/13	31/12/12	01/01/12	31/12/13	31/12/12	01/01/12
Custo do serviço corrente	2.042	1.415	914	73	62	87
Juros sobre as obrigações atuariais	87.037	83.559	71.403	70	101	105
Rendimento esperado dos ativos do plano	(53.737)	(53.719)	(46.420)	(509)	(381)	(245)
Juros sobre o (limite máximo de reconhecimento de ativo)/passivo oneroso	-	-	-	323	179	114
Total da despesa (receita) a ser reconhecida	35.342	31.255	25.897	(43)	(39)	61

Conforme previsto na Deliberação CVM nº 600/09, alterada pela Deliberação CVM nº 695/09 de 7 de outubro de 2009, a parcela dos ganhos ou perdas atuariais a ser reconhecida, como receita ou despesa, em um plano de benefício definido é o valor dos ganhos e perdas não reconhecidos que exceder, em cada período, ao maior dos seguintes limites:

- 10% do valor presente da obrigação atuarial total do benefício definido; e
- 10% do valor justo dos ativos do plano.

As movimentações no valor presente da obrigação com benefício definido e contribuição definida são, respectivamente, as seguintes:

	Plano BD			Plano CD		
	31/12/13	31/12/12	01/01/12	31/12/13	31/12/12	01/01/12
Valor das obrigações no início do ano	941.969	786.488	687.038	729	843	879
Custo do serviço corrente bruto (com juros, líquido da contribuição do participante)	2.042	1.415	914	73	63	87
Juros sobre a obrigação atuarial	87.037	83.559	71.403	70	101	105
Contribuições de participantes verdadeiras no ano	2.608	2.577	2.357	21	17	15
(-) (Ganho)/perda atuarial	(177.946)	125.961	80.375	(58)	(295)	(243)
(-) Benefícios pagos no ano	(61.975)	(58.031)	(55.599)	-	-	-
Valor das obrigações calculadas no final do ano	793.735	941.969	786.488	835	729	843

As movimentações no valor justo dos ativos do plano de benefício definido e do plano de contribuição definida são, respectivamente, as seguintes:

	Plano BD			Plano CD		
	31/12/13	31/12/12	01/01/12	31/12/13	31/12/12	01/01/12
Valor justo dos ativos no início do ano	580.703	472.191				



Transporte (Nacional e Internacional) - garante o pagamento de uma indenização ao segurado caso os bens (novos ou usados) em trânsito, transportados através das vias marítimas, fluviais, lacustres, aéreas, rodoviárias ou ferroviárias, devidamente averbados, sofram uma avaria (sinistro), em qualquer localidade do território nacional (transporte nacional) ou no exterior (transporte internacional).
Veículos - coberturas básicas de responsabilidade civil facultativa de veículos, casco e acidentes pessoais coletivos, e coberturas adicionais de quebra de vidros, assistência 24 horas e carro reserva por quinze dias em caso de sinistro ou roubo. Os veículos são segurados a valor de mercado, tomando como base a "Tabela Fipe", não tendo um valor fixo a título de importância segurada.

35 Questões Ambientais (*)

A Companhia pauta sua conduta pela preservação do Meio Ambiente e respeito à Legislação Ambiental. As ações voltadas para a sustentabilidade são diversas e cada vez mais arraigadas ao negócio da Empresa. Em 2013, dentre as ações voltadas à preservação do meio-ambiente destacam-se:

- **Rede compacta/linha verde**

Uma das ações de grande importância na preservação ambiental é a utilização de redes protegidas. Cabos elétricos protegidos evitando acidentes por contato com árvores, reduzindo a necessidade de poda da arborização e melhorando o desempenho do sistema elétrico.

- **Conservação de energia**

Visando a educação ambiental e a preservação dos recursos naturais, a Companhia vem investindo em projetos de eficiência energética, conforme obrigatoriedade estabelecida em contrato de concessão de energia.

A Celpe investe em projetos de diagnósticos e eficiência das instalações de clientes dos poderes públicos e privados, instituições beneficentes e educacionais e prédios tombados pelo Patrimônio Histórico.

Além de sensibilizar os clientes com o programa de Eficiência Energética, a Celpe doa equipamentos eficientes (geladeiras e lâmpadas), capacita agentes comunitários e municipais das prefeituras e promove ações educacionais nas universidades, escolas e comunidades carentes.

- **Certificação ambiental ISO 14001:2004**

Em 2013, o Sistema de Gestão Ambiental (SGA) manteve sua certificação, com base na versão da Norma ABNT NRB ISO 14001: 2004. Os processos que fazem parte do escopo do SGA são: "Serviços administrativos" (no Edifício Sede); "Geração de energia" (na Usina Tubarão, em Fernando de Noronha) e "Manutenção de Subestação" (nas Subestações Beberibe, João de Barros, Pina, São Caetano e Dom Avelar).

- **Licenciamento ambiental**

Considerando a essencialidade do cumprimento das Legislações Ambientais no âmbito federal, estadual e municipal, a Celpe assegura que todas as atividades e empreendimentos são licenciados pelos órgãos ambientais competentes.

O processo de licenciamento faz parte da rotina da Empresa, bem como sua renovação, que acontece anualmente. Para assegurar resultados mais eficazes, a Empresa possui um sistema de gerenciamento que permite o controle de licenças e outros diplomas legais. Através dele, a empresa é alertada sobre os prazos para petição e renovação de suas licenças e outorgas. O sistema permite também o gerenciamento das condicionantes de cada licença, possibilitando ao usuário a inserção de uma lista de verificação e cadastro de ações para atendimento.

- **Monitoramento das emissões atmosféricas e de ruídos**

Semestralmente, a Celpe realiza o monitoramento da qualidade do ar em decorrência da emissão de gases dos geradores da Usina Tubarão, localizada na Ilha de Fernando de Noronha, cujos resultados se mantêm de acordo com os parâmetros estabelecidos pela legislação vigente. Além disso, realiza um estudo de dispersões de emissões gasosas que permite identificar a influência dos empreendimentos na qualidade do ar. Tal estudo indica que os poluentes da Usina Tubarão apresentam valores muito abaixo dos estabelecidos pela legislação.

Em relação aos veículos da Empresa, a Unidade de Transporte utiliza um opacímetro para monitorar os níveis de fumaça preta dos veículos a diesel da frota, sendo os veículos com emissões acima do padrão encaminhados para manutenção corretiva.

- **Compensação ambiental**

A política de reposição florestal da Celpe obedece às normas vigentes, que estabelecem medidas compensatórias quando a necessidade de supressão e vegetação para a instalação de empreendimentos. Em 2013, foi realizado o projeto de reposição florestal da Linha de Transmissão 69kV Ouricuri/ Trindade, no Parque Municipal Josefa Coelho, em Petrolina-PE, com o plantio de aproximadamente 3.000 (três mil) mudas de dezoito espécies florestais nativas.

Ademais, a distribuidora mantém os projetos de reposição florestal das Linhas de Transmissão Bom Nome/Salgueiro e Pontal Sul II/Pontal, e a Subestação Pontal Norte com aproximadamente 1.000 (hum mil) de mudas de plantas e em pleno desenvolvimento.

Para 2014, está previsto o início do projeto de reposição florestal das Redes de Distribuição e da Usina fotovoltaica da Arena Pernambuco, com aproximadamente 10.000 (dez mil) mudas da mata atlântica.

- **Programa controle de queimadas**

Desde 2009, a Companhia Energética de Pernambuco - CELPE, em parceria com a CHESF, IBAMA, CPRH, SINDAÇUCAR e AFPC, promove a campanha de controle à queimadas sob linhas de transmissão de energia nos municípios da Zona da Mata do Estado de Pernambuco. A iniciativa visa sensibilizar a população, as usinas e os fornecedores de cana de açúcar quanto a prática não controlada de queimadas, que podem danificar as redes de transmissão e distribuição de energia e provocar interferências no fornecimento.

A campanha teve início em agosto com oficinas de educação ambiental para capacitar professores e agentes de saúde como multiplicadores da ação. No total, 270 profissionais de educação e saúde dos municípios de Igarassu, Escada, Ribeirão, Goiana e Sirinhaém participaram das oficinas. Além desta ação, um grupo teatral realizou apresentações lúdicas em praças públicas e em escolas das localidades que receberam as oficinas, abordando situações que podiam provocar incêndios e, conseqüentemente, interrupção no fornecimento de energia elétrica.

Ainda, como forma de fiscalizar e orientar os produtores de cana de açúcar, o Grupo de Trabalho realiza de maneira sistemática visitas às áreas de plantio, e os esclarecimentos sobre a prática de queimadas são amplamente divulgados em emissoras de rádios de 54 municípios do Estado. As atividades estão concentradas na zona canavieira pernambucana, área mais vulnerável a incêndios sob as linhas de transmissão, que podem danificar a rede elétrica e provocar interferências ao fornecimento de energia. Na safra 2008/2009, quando a campanha teve início, a Celpe e a Chesf contabilizaram, juntas, 53 ocorrências relacionadas à presença do fogo na extensão das linhas de transmissão de energia. Na safra 2012/2013, foram registradas 27 interferências. Como resultado das ações preventivas, no ciclo 2013/2014, foi contabilizada 5 ocorrências em Pernambuco até o momento.

- **Gestão do manejo da vegetação na região metropolitana do Recife**

Em 2013, no intuito de garantir a qualidade no fornecimento de energia elétrica e assegurar os benefícios que a vegetação proporciona aos cidadãos da Região Metropolitana do Recife, iniciou o diagnóstico da situação ambiental das redes de distribuição de 13,8kV da CELPE.

O projeto tem por objetivo indicar recomendações técnicas e ações preventivas para mitigar a interferência da vegetação que incide nos condutores e equipamentos energizados da rede de distribuição, além de promover o sistemático monitoramento dos riscos de interrupção do sistema elétrico.

Até o momento, foram diagnosticados aproximadamente 4.000 (quatro mil) árvores sob as redes de distribuição da Celpe, sendo analisadas as condições fitossanitárias e a necessidade de poda ou erradicação da árvore.

- **Gerenciamento de resíduos**

A CELPE possui uma norma para o Gerenciamento de seus Resíduos, onde estabelece as obrigações/ ações a serem tomadas para cada tipo de resíduo pela empresa contratada para o destino final. Entre os tratamentos dos resíduos da empresa, podem-se citar a reciclagem do óleo mineral isolante dos transformadores, e rerrefino do óleo lubrificante proveniente da Geração de Energia em Fernando de Noronha. Os resíduos recicláveis da Celpe, Classe I (perigosos) e Classe II (não perigosos), são coletados, transportados e destinados para empresas licenciadas, a fim de atender à legislação vigente. O Edifício sede, a Usina Tubarão e os Núcleos Polivalentes da Celpe possuem um programa de coleta seletiva como parte do Sistema de Gestão Ambiental. Os colaboradores são sensibilizados a utilizar os coletores corretamente, por meio de campanhas internas, treinamentos, palestras, eventos e do documento Manual de Comportamento Ambiental.

A Celpe participa, ainda, ao lado das distribuidoras Coelba e Cosern, do Grupo NEOENERGIA, do projeto LOGISVERDE, uma prática de preservação de recursos naturais através de logística reversa (embalagens e materiais retornam para o início da cadeia produtiva). Consiste na reutilização dos carretéis de madeira que comportam condutores e cabos de energia usados na distribuição de energia elétrica.

- **Comissão interinstitucional de proteção ao arboreto do Recife**

Desde 2011, a Companhia Energética de Pernambuco - CELPE, em conjunto com a MPPE, SEMAM, EMLURB, COMPESA, CREA, CTTU, DIRCON e UFRPE, constituem uma comissão para promover ações de sensibilização quanto a importância das árvores nos centros urbanos, desenvolver treinamentos aos profissionais que intervêm na vegetação circunscrita no município de Recife e elaborar manuais e procedimentos que auxiliem a fiscalização, por parte dos órgãos ambientais, dos serviços de poda e erradicação.

Como resultado, a comissão promoveu em 2013, campanhas educativas nos prédios da Prefeitura e agências de atendimento da CELPE e COMPESA, inseriu a temática nas contas de luz e no site da CELPE, desenvolveu o Manual de Arborização Urbana e o Programa de Planejamento e Plantio da Cidade do Recife, e elaborou a ementa do curso de capacitação dos profissionais que intervêm na vegetação circunscrita no município de Recife.

- **Outras atividades**

Projeto de P&D para geração de energia a partir de Biogás

A distribuidora iniciou Projeto de Pesquisa de Desenvolvimento (P&D) para geração de energia elétrica a partir do sistema de esgoto da Companhia Pernambucana de Saneamento. A iniciativa tem como finalidade criar a tecnologia necessária para transformar resíduos sólidos e efluentes líquidos em biogás. O projeto de P&D, que faz parte do Programa de Pesquisa e Desenvolvimento Tecnológico do Setor Elétrico da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), construirá um sistema de geração de energia renovável com potência estimada em 200 kW, em uma Estação de Tratamento de Esgoto da Compesa. Inicialmente, a energia gerada pelo biogás será utilizada na própria unidade de tratamento ou, caso haja excedente, injetada na rede da Celpe. O percentual não consumido pelo cliente e destinado à rede da concessionária será revertido em crédito para o consumidor, como prevê a Resolução Normativa nº 482/2012, que trata sobre geração distribuída.

Além de proporcionar a geração de energia limpa, o projeto em desenvolvimento pela Celpe ainda pode contribuir de forma decisiva para diminuir o déficit de tratamento de esgoto no País.

Projeto de P&D para desenvolvimento de ferramenta de poda

A Celpe em parceria com a Associação Instituto de Políticas e Desenvolvimento participou do Projeto "Desenvolvimento de solução mecanizada para a poda de árvores com incidência sobre componentes energizados de linhas e redes aéreas de distribuição de energia elétrica", o contrato foi firmado entre CELPE/AIPD, Programa de Pesquisa e Desenvolvimento Tecnológico do Setor Energético regulado pela ANEEL (código ANEEL PD-0043-0311/2011), e apresentou testes do protótipo em laboratório, cujos módulos e conjuntos foram patenteados pela CELPE.

Destacamos abaixo os recursos aplicados de modo a atender aos seus compromissos com o meio ambiente:

	Ativo		Resultado	
	31/12/13	31/12/12	31/12/13	31/12/12
Recursos aplicados	175.587	116.992	9.659	10.374
(*) Informação não auditada.				

MANIFESTAÇÃO DO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

O Conselho de Administração da **Companhia Energética de Pernambuco - CELPE** tendo examinado, em reunião nesta data, as Demonstrações Financeiras relativas ao Exercício Social de 2013, compreendendo o relatório da administração, o balanço patrimonial, as demonstrações do resultado, do resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido, dos fluxos de caixa, e do valor adicionado, complementadas por notas explicativas, bem como a proposta de destinação de lucro, ante os esclarecimentos prestados pela Diretoria e pelo contador da Companhia e considerando, ainda, o relatório dos auditores independentes, PricewaterhouseCoopers e o Parecer do Conselho Fiscal, aprovou os referidos documentos e propõe sua aprovação pela Assembleia Geral Ordinária da Companhia.

Recife, 27 de fevereiro de 2014

Marco Geovanne Tobias da Silva
Presidente
Wilsa Figueiredo
Gonzalo Gómez Alcántara

Mario José Ruiz-Tagle Larrain (suplente)
Solange Maria Pinto Ribeiro

Maria Tereza de Souza Silva
Presidente

Bernardo de Azevedo Silva Rothe
Fabício Duque Estrada Meyer Chagas
Giorgio Bampi

Rio de Janeiro, 25 de fevereiro de 2014

MEMBROS DA ADMINISTRAÇÃO

DIRETORIA EXECUTIVA

Luiz Antônio Ciarlini de Souza
Diretor-Presidente

Lady Batista de Moraes
Diretora de Gestão de Pessoas

José Eduardo Pinheiro dos Santos Tanure
Diretor de Regulação

Erik da Costa Breyer
Diretor Financeiro e de Relações com Investidores

Elvira Baracuchy Cavalcanti Presta
Diretora de Planejamento e Controle

CONSELHO FISCAL

Maria Tereza de Souza Silva
Presidente

Titulares

Bernardo de Azevedo Silva Rothe
Fabício Duque Estrada Meyer Chagas
Giorgio Bampi

Suplentes

Rubens André Chagas Brito
Carlos Magno Jobim
José Inácio Ramos
Paulo Roberto Franceschi

CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

Marco Geovanne Tobias da Silva
Presidente

Gonzalo Pérez Fernández
Vice-Presidente

Titulares

Gonzalo Gómez Alcántara
Wilsa Figueiredo

Suplentes

Jorge Luiz Pacheco
José Maurício Pereira Coelho

CONTADOR

Marcilio Quintino Correia da Silva - PE-017007/O-7 - CPF 669.950.434-72

DECLARAÇÃO DOS DIRETORES DA COMPANHIA

Os diretores da Companhia declaram que reviram, discutiram e concordam com as opiniões expressas no relatório dos auditores independentes e que reviram, discutiram e concordam com as Demonstrações Financeiras da Companhia Energética de Pernambuco - CELPE.

Rio de Janeiro, 25 de fevereiro de 2014

Luiz Antônio Ciarlini de Souza
Diretor-Presidente

Erik da Costa Breyer
Diretor Financeiro e de Relações com Investidores

Lady Batista de Moraes
Diretora de Gestão de Pessoas

Elvira Baracuchy Cavalcanti Presta
Diretora de Planejamento e Controle

José Eduardo Pinheiro Santos Tanure
Diretor de Regulação

RELATÓRIO DOS AUDITORES INDEPENDENTES SOBRE AS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

Aos Administradores e Acionistas

Companhia Energética de Pernambuco - CELPE

Examinamos as demonstrações financeiras da Companhia Energética de Pernambuco - CELPE (a "Companhia") que compreendem o balanço patrimonial em 31 de dezembro de 2013 e as respectivas demonstrações do resultado, do resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o exercício findo nessa data, assim como o resumo das principais políticas contábeis e as demais notas explicativas.

Responsabilidade da administração sobre as demonstrações financeiras

A administração da Companhia é responsável pela elaboração e adequada apresentação dessas demonstrações financeiras, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e as normas internacionais de relatório financeiro (IFRS) emitidas pelo *International Accounting Standards Board (IASB)*, e pelos controles internos que ela determinou como necessários para permitir a elaboração de demonstrações financeiras livres de distorção relevante, independentemente se causada por fraude ou por erro.

Responsabilidade dos auditores independentes

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

Uma auditoria envolve a execução de procedimentos selecionados para obtenção de evidência a respeito dos valores e das divulgações apresentados nas demonstrações financeiras. Os procedimentos selecionados dependem do julgamento do auditor, incluindo a avaliação dos riscos de distorção relevante nas demonstrações financeiras, independentemente se causada por fraude ou por erro.

Nessa avaliação de riscos, o auditor considera os controles internos relevantes para a elaboração e adequada apresentação das demonstrações financeiras da Companhia para planejar os procedimentos de auditoria que são apropriados nas circunstâncias, mas não para expressar uma opinião sobre a eficácia desses controles internos da Companhia. Uma auditoria inclui também a avaliação da adequação das políticas contábeis utilizadas e a razoabilidade das estimativas contábeis feitas pela administração, bem como a avaliação da apresentação das demonstrações financeiras tomadas em conjunto.

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

Opinião

Em nossa opinião, as demonstrações financeiras anteriormente referidas apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira da Companhia Energética de Pernambuco - CELPE em 31 de dezembro de 2013, o desempenho de suas operações e os seus fluxos de caixa para o exercício findo nessa data, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e as normas internacionais de relatório financeiro (IFRS) emitidas pelo *International Accounting Standards Board (IASB)*.

Outros assuntos

Informação suplementar - demonstração do valor adicionado

Examinamos também a demonstração do valor adicionado (DVA), referente ao exercício findo em 31 de dezembro de 2013, preparada sob a responsabilidade da administração da Companhia, cuja apresentação é requerida pela legislação societária brasileira para companhias abertas, e como informação suplementar pelas IFRS que não requerem a apresentação da DVA. Essa demonstração foi submetida aos mesmos procedimentos de auditoria descritos anteriormente e, em nossa opinião, está adequadamente apresentada, em todos os seus aspectos relevantes, em relação às demonstrações financeiras tomadas em conjunto.

Valores correspondentes do exercício findo em 31 de dezembro de 2011

Os valores correspondentes ao balanço patrimonial do exercício findo em 31 de dezembro de 2011 apresentados na Nota 2.28 foram alterados em decorrência dos assuntos mencionados na referida Nota. O balanço patrimonial em 31 de dezembro de 2011 e os respectivos ajustes de reapresentação foram auditados por outros auditores independentes que emitiram relatório datado de 16 de agosto de 2013, sem ressalva.

Recife, 25 de fevereiro de 2014

PricewaterhouseCoopers

Auditores Independentes
CRC 2SP000160/O-5 "F" PE

Leandro Mauro Ardito

Contador - CRC 1SP188307/O-0 "S" PE